

Giancarlo Groff Andrade Oliveira

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS**

Florianópolis

2018



Giancarlo Groff Andrade Oliveira

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em
Engenharia Civil do Centro Tecnológico da
Universidade Federal de Santa Catarina como
requisito para a obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Civil
Orientador: Prof. Dr. Norberto Hochheim

Florianópolis

2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Oliveira, Giancarlo Groff Andrade
Análise de viabilidade econômico-financeira de sistemas
fotovoltaicos residenciais / Giancarlo Groff Andrade
Oliveira ; orientador, Norberto Hochheim, 2018.
96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Engenharia econômica. 3.
Viabilidade econômico-financeira. 4. Energia fotovoltaica.
I. Hochheim, Norberto. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Giancarlo Groff Andrade Oliveira

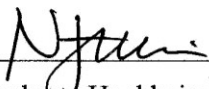
**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso do Departamento de Engenharia Civil
da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para obtenção do diploma de
graduação em Engenharia Civil

Florianópolis, 19 de junho de 2018.

Prof.^a Luciana Rohde, Dr.^a
Coordenadora do Curso

Banca Examinadora:



Prof. Norberto Hochheim, Dr.
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof.^a Cristine do Nascimento Mutti, Dr.^a
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Luis Alberto Gómez, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus colegas da universidade e à
minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família por ter me proporcionado a chance de estudar e por todo o apoio que sempre me deram durante toda a minha trajetória.

Ao professor Norberto Hochheim pela orientação, tempo e ajuda em todo o processo de realização deste trabalho.

À minha namorada Celliane pelo grande apoio e ajuda que me deu nos momentos de maior dificuldade.

Agradeço ao meu colega Leonardo por fornecer os dados, possibilitando este estudo. Agradeço também por ter sido sempre muito solícito, me disponibilizando diversas informações essenciais à este trabalho.

A todos que de alguma maneira colaboraram para a realização deste trabalho.

RESUMO

O Brasil possui excelentes níveis de radiação solar e portanto é um país com condições favoráveis ao aproveitamento da energia solar. Uma das maneiras de captar esta energia é utilizando sistemas fotovoltaicos, os quais ainda são poucos utilizados no Brasil devido à falta de incentivos e ao alto custo inicial. Estudos anteriores já mostraram que apesar do alto investimento inicial e do longo período de *payback*, esta tecnologia pode ser viável economicamente. O presente trabalho realiza uma análise de viabilidade econômica semelhante as já realizadas anteriormente, porém traz como diferencial a utilização de dados de geração reais ao invés de dados gerados por simulação computacional, reduzindo imprecisões presentes em outros estudos. Também é realizada uma análise de sensibilidade para evidenciar qual o impacto que algumas variações podem ter na viabilidade econômica. Os resultados mostram que a principal característica que determina a viabilidade desta tecnologia é o tamanho do sistema, sendo que os sistemas menores são inviáveis enquanto sistemas maiores podem apresentar boa rentabilidade. Com tal análise, o trabalho fornece dados de grande importância aos possíveis investidores para que estes tenham uma visão mais aprofundada deste tipo de investimento. Ao apontar a viabilidade econômica da tecnologia sob determinadas circunstâncias, o presente trabalho estimula o crescimento de uma energia renovável, trazendo benefícios ao meio ambiente e oferecendo melhores retornos a investidores acostumados a investir de maneira mais conservadora.

Palavras-chave: Engenharia econômica. Energia solar. Sistemas fotovoltaicos. Viabilidade econômico-financeira. Energia fotovoltaica.

ABSTRACT

Brazil has excellent levels of solar radiation and therefore is a country with favorable conditions for the use of solar energy. One of the ways to capture this energy is to use photovoltaic systems, which are still few in Brazil due to the lack of incentives and the high initial cost. Earlier studies have shown that despite the high initial investment and the long payback period, this technology may be economically feasible. The present study performs a similar analysis to previous ones conducted by other authors, but brings as a differential the use of real generation data, instead of data generated by computational simulation, which reduces imprecisions present in other studies. A sensitivity analysis is also performed to highlight the impact that some variations may have on economic viability. The results show that the main characteristic that determines the feasibility of this technology is the size of the system. While smaller systems are not feasible, larger systems can provide good profitability. With this analysis, the work provides data of great importance to investors, so that they can have a better vision of this type of investment. By pointing out the feasibility of the technology under certain circumstances the present work stimulates the growth of a renewable energy, bringing benefits to the environment and offering better returns to investors used to invest in a more conservative way.

Keywords: Economic engineering. Solar energy. Photovoltaic systems. Economic and financial viability. Photovoltaic energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Tendência de preço do módulo fotovoltaico na Europa.....	32
Figura 2– Evolução dos custos médios de sistemas fotovoltaicos por categorias.....	33
Figura 3 – Capacidade fotovoltaica adicionada anualmente por continentes.....	34
Figura 4 – Capacidade fotovoltaica acumulada por continente.....	34
Figura 5 – Mapa da radiação solar global horizontal média anual.....	36
Figura 6 – Custo por KWp instalado para sistemas de diferentes potências.....	39
Figura 7 – Geração mensal simulada por <i>software</i> versus geração real.....	40
Figura 8 – Comparação dos fluxos de caixa com e sem reajuste da tarifa de energia	40
Figura 9 – Gráfico da geração mensal de cada sistema.....	44
Figura 10 – Comparação do IPCA com a variação da tarifa de energia elétrica.....	51
Figura 11 – Fluxograma do método utilizado	59
Figura 12 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado do sistema 1	61
Figura 13 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado do sistema 2	63
Figura 14 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado do sistema 3	65
Figura 15 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado do sistema 4	67
Figura 16 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado do sistema 5	70
Figura 17 – Custo por KWp instalado comparado à potência do sistema.....	72
Figura 18 – Comparação da TIRM calculada para sistemas de diferentes potências.....	73
Figura 19 – Relação entre potência instalada e custo do sistema.....	74
Figura 20 - Histograma de frequências das simulações do sistema 1	79
Figura 21 - Histograma de frequências das simulações do sistema 2	80
Figura 22 - Histograma de frequências das simulações do sistema 3	82
Figura 23 - Histograma de frequências das simulações do sistema 4	83
Figura 24 - Histograma de frequências das simulações do sistema 5	85

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Parâmetros utilizados por Lacchini (2017)	38
------------------------------------------------------------	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros utilizados por Costa (2015).....	41
Tabela 2 - Informações dos sistemas.....	43
Tabela 3 - Geração mensal de cada sistema (valores em KWh)	43
Tabela 4 - Histórico de rendimento real do Título IPCA + 2035	45
Tabela 5 – Variações no valor do IPCA e tarifa de energia elétrica	50
Tabela 6 – Custo da troca do inversor dos sistemas	55
Tabela 7 – Fluxo de caixa do sistema 1	60
Tabela 8 – Fluxo de caixa do sistema 2.....	62
Tabela 9 – Fluxo de caixa do sistema 3	64
Tabela 10 – Fluxo de caixa do sistema 4.....	66
Tabela 11 – Fluxo de caixa do sistema 5.....	69
Tabela 12 – Resumo dos resultados da análise de viabilidade econômica.....	71
Tabela 13 – Análise de sensibilidade para a variação no valor da energia	75
Tabela 14 – Análise de sensibilidade para a variação dos tributos PIS/COFINS	76
Tabela 15 – Análise de sensibilidade para a variação da redução na eficiência dos módulos .	76
Tabela 16 – Análise de sensibilidade para a variação na TMA.....	77
Tabela 17 - Estatística descritiva das simulações do sistema 1	80
Tabela 18 - Estatística descritiva das simulações do sistema 2.....	81
Tabela 19 - Estatística descritiva das simulações do sistema 3	82
Tabela 20 - Estatística descritiva das simulações do sistema 4.....	84
Tabela 21 - Estatística descritiva das simulações do sistema 5	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL – Agência nacional de energia elétrica

BCG – The Boston Consulting Group

BoS – Balance of System

CDB – Certificado de depósito bancário

CDI – Certificado de depósito interbancário

CIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

FV - Fotovoltaico

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCOE – Levelized cost of energy

PIS - Programa de Integração Social

SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

TIR – Taxa interna de retorno

TIRM – Taxa interna de retorno modificada

TMA – Taxa mínima de atratividade

VPL – Valor presente líquido

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – TMA global	23
Equação 2 – Valor Presente Líquido	23
Equação 3 – Taxa Interna de Retorno	24
Equação 4 – Rendimento do Tesouro Direto.....	46
Equação 5 – Valor da tarifa de energia elétrica.....	49

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2	JUSTIFICATIVA	17
1.3	OBJETIVOS.....	18
1.3.1	Objetivo Geral	18
1.3.2	Objetivos Específicos.....	18
1.4	DELIMITAÇÃO DA PESQUISA	19
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1	ANÁLISE DE INVESTIMENTO.....	21
2.1.1	Fluxo de caixa	21
2.1.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	22
2.1.3	Valor Presente Líquido (VPL)	23
2.1.4	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	24
2.1.5	Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	25
2.1.6	Tempo de Recuperação de Capital (<i>payback</i>).....	26
2.1.7	Tempo de Recuperação de capital descontado (<i>payback</i> descontado).....	27
2.1.8	Inflação	28
2.1.9	Simulação de Monte Carlo	28
2.2	ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	29
2.2.1	Surgimento e evolução da tecnologia.....	29
2.2.1.1	Radiação solar	29
2.2.1.2	Efeito fotovoltaico.....	29
2.2.2	Evolução da tecnologia e dos custos.....	30
2.2.3	Utilização da energia fotovoltaica	33
2.2.3.1	No Mundo.....	33

2.2.3.2	No Brasil.....	35
2.3	ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	37
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	42
3.1	OBTENÇÃO DOS DADOS	42
3.2	PREMISSAS UTILIZADAS	44
3.2.1	TMA.....	45
3.2.2	Inflação.....	47
3.2.3	Valor da tarifa de energia elétrica	47
3.2.3.1	Cálculo no valor da tarifa	48
3.2.4	Aumento no valor da tarifa	49
3.2.5	Redução na eficiência dos módulos.....	52
3.2.6	Vida do sistema	52
3.2.7	Capital inicial investido.....	53
3.2.8	Custo da disponibilidade.....	53
3.2.9	Manutenção do sistema.....	54
3.2.10	Seguro do sistema	55
3.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	55
3.3.1	Aumento real no valor da energia.....	56
3.3.2	Valor do PIS/COFINS.....	56
3.3.3	Redução na eficiência dos módulos.....	56
3.3.4	TMA.....	57
3.4	SIMULAÇÃO PELO MÉTODO DE MONTE CARLO	57
3.5	FLUXOGRAMA DO TRABALHO	58
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO	60
4.1	SISTEMA 1	60
4.2	SISTEMA 2.....	62
4.3	SISTEMA 3	64

4.4	SISTEMA 4.....	66
4.5	SISTEMA 5.....	68
4.6	COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS	70
4.7	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	74
4.7.1	Variação no valor da tarifa de energia.....	74
4.7.2	Valor dos tributos PIS/COFINS	76
4.7.3	Redução anual na eficiência dos módulos	76
4.7.4	TMA.....	77
4.8	SIMULAÇÃO PELO MÉTODO DE MONTE CARLO	78
4.8.1	Sistema 1.....	78
4.8.2	Sistema 2.....	80
4.8.3	Sistema 3.....	81
4.8.4	Sistema 4.....	83
4.8.5	Sistema 5.....	84
5	CONCLUSÃO	86
	REFERÊNCIAS	89

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Nos últimos anos, energias renováveis vêm ganhando cada vez mais relevância no cenário mundial. Com as mudanças climáticas em curso, diversos países vêm sendo pressionados a reduzir a emissão de gases do efeito estufa e adotar matrizes energéticas renováveis. A sustentabilidade tem sido um assunto que tem ganhado cada vez mais evidência, levando a grandes eventos internacionais para tratar sobre o tema, como o Acordo de Paris e Rio +20. Estas iniciativas, realizadas em conjunto por diversos países, comprovam a tentativa de aumentar o investimento em energias renováveis.

Dentre as opções de energias renováveis encontra-se a energia fotovoltaica, que é produzida por painéis que captam a energia solar transformando-a diretamente em energia elétrica. A primeira placa fotovoltaica foi apresentada na década de 50, e possuía alto custo de produção, portanto, não era viável economicamente (VALLÊRA; BRITTO, 2006). Contudo, avanços tecnológicos nas últimas décadas diminuíram os custos de fabricação, tornando a tecnologia economicamente viável (IRENA, 2017).

Apesar de já estar muito difundida em países como a Alemanha, China, Itália, etc., a energia fotovoltaica ainda é pouco desenvolvida no Brasil. Mesmo com enorme potencial fotovoltaico, maior que o da Alemanha, o Brasil ainda possui poucos investimentos e incentivos governamentais nesta forma de geração de energia (SALAMONI; RÜTHER, 2007). A deficiência brasileira ocorre sobretudo na geração descentralizada, ou seja, aquela em que os sistemas fotovoltaicos são instalados em residências e empresas. Tal forma de geração apresenta grande vantagem sobre a geração de energia comum, feita por exemplo em hidrelétricas. Ao contrário da geração de energia por métodos tradicionais, a geração descentralizada elimina as perdas em linhas de transmissão, uma vez que a produção ocorre no próprio local de consumo.

A legislação alemã prevê uma série de incentivos para desenvolvimento das energias renováveis. Por exemplo, existe a obrigatoriedade de que a operadora de rede de energia compre até 100% da energia gerada por fontes renováveis, atribuindo ainda uma tarifa prêmio para cada tipo de tecnologia (SALAMONI; RÜTHER, 2007). A inexistência de incentivos governamentais, como o programa de incentivo alemão, é um dos grandes motivos pelos quais o Brasil não está ampliando com maior velocidade sua capacidade fotovoltaica.

Esta falta de incentivos, somado ao alto investimento inicial e elevado tempo de *payback*, são alguns dos motivos do baixo nível de investimentos em pequenos sistemas fotovoltaicos, na modalidade residencial. Entretanto, mesmo sem incentivos, o investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais pode ser muito rentável para o investidor quando considerado a longo prazo.

Sabe-se que investimentos conservadores como poupança, CDBs e Títulos públicos são muito difundidos no Brasil. Entre os anos de 2016 e 2017 o Tesouro direto (investimento em títulos públicos brasileiros) experimentou um grande crescimento, batendo volume recorde de investimento em janeiro de 2017, bem como um crescimento acentuado no número de investidores, chegando no mês de julho com um aumento de 62% de investidores ativos no período de um ano (EXAME, 2017).

Acredita-se que para os investidores dos produtos financeiros mencionados acima, o investimento em sistemas fotovoltaicos poderia ser uma boa alternativa, trazendo boa rentabilidade para o investidor e ainda contribuindo com o meio ambiente. Sobretudo para os investidores que buscam investimentos de longo prazo (para aposentadoria por exemplo), os quais optam pela compra de títulos públicos do tipo IPCA+ com vencimento em 2050 ou 2035, o investimento apresentado neste trabalho pode ser uma alternativa.

Segundo Klann e Tomasi (2010), uma análise de viabilidade de investimento deve ser realizada antes de se fazer qualquer tipo de investimento, sendo tal análise fundamental para a saúde financeira das organizações das mais simples às mais complexas. Alinhado com tal afirmação, o presente estudo fornece ao investidor esta análise econômico-financeira, a qual é feita de forma mais aprofundada e rigorosa. Os resultados fornecem dados aos investidores para que estes possam avaliar detalhadamente as características deste investimento, facilitando sua comparação à demais produtos financeiros comuns.

O conhecimento mais aprofundado pode aumentar o investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais em todo o Brasil e contribuir para a mudança da matriz energética brasileira, tornando o país mais sustentável e ao mesmo tempo trazendo maior rentabilidade financeira para os investidores.

Atualmente já estão publicados alguns trabalhos que simulam a rentabilidade financeira de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos. Lacchini e Rütther (2015) avaliaram a rentabilidade dos sistemas fotovoltaicos em diferentes regiões do Brasil. Miranda (2014) avaliou a influência do tamanho do sistema em sua rentabilidade, enquanto outros estudos avaliaram outras características diversas. No entanto, a maioria destes estudos estimam a produção de um sistema fotovoltaico modelado por um software, e com tal estimativa, analisam

a viabilidade econômica do sistema, calculando *payback*, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR) do sistema a ser instalado.

Motivado por diversos resultados otimistas em trabalhos já realizados, o presente estudo avalia o retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos já instalados e em pleno funcionamento, produzindo energia à aproximadamente um ano. Desta maneira, são eliminadas as imperfeições dos modelos computacionais, que como observado por Costa (2015), variam muito a depender do *software* utilizado e muitas vezes podem apresentar resultados significativamente diferentes dos observados em campo.

Para tal análise, são utilizados dados de geração de energia elétrica do último ano de alguns sistemas fotovoltaicos. Com estes dados é feita uma projeção da energia elétrica que será gerada nos próximos 25 anos pelos sistemas. Então são modelados fluxos de caixa para cada sistema, levando em conta o valor inicial do investimento bem como os custos de manutenção do sistema e as receitas provenientes da economia com a conta de luz. A partir dos fluxos de caixa, são calculados e analisados *payback* descontado, VPL e TIRM de cada sistema, mostrando o quão vantajoso é este tipo de investimento.

Também é realizada uma análise de sensibilidade para os parâmetros de maior importância no estudo, onde são esclarecidos os impactos provenientes da variação destes parâmetros. Tal análise deixa explícito o quão sensível é o investimento à determinadas variações, fornecendo uma visão mais clara do risco ao qual o investidor está se expondo.

1.2 JUSTIFICATIVA

O Brasil possui excelentes níveis de radiação solar, e portanto condições muito favoráveis para a implantação de sistemas fotovoltaicos (SALAMONI; RÜTHER, 2007). Entretanto tal tecnologia ainda é pouco difundida no Brasil, uma vez que requer um grande investimento inicial. Com outros investimentos apresentando forte crescimento no Brasil, um estudo aprofundado de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos pode servir como uma ferramenta de análise para investidores interessados em investir nesta tecnologia, fomentando o investimento em um tipo de energia renovável.

Apesar de outros estudos apresentarem resultados positivos para análise de viabilidade econômica em vários dos casos estudados, ainda há carência de estudos que trabalhem com dados reais de geração, utilizando como base sistemas em pleno funcionamento, uma vez que utilizar diferentes tipos de *software* para a simulação dos mesmos pode trazer erros na análise

(COSTA, 2015). A possibilidade de erros nesta análise trazem uma maior insegurança para o investidor. Portanto o presente estudo elimina parte destas incertezas ao utilizar dados de geração concretos, oferecendo resultados mais sólidos para indivíduos interessados em instalar sistemas fotovoltaicos em sua residência.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos em funcionamento instalados em residências.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para isso, estabeleceram-se os seguintes objetivos específicos:

- a) Realizar a coleta de dados de sistemas fotovoltaicos já instalados, obtendo valores de geração de energia elétrica a cada mês do ano, valores de investimento inicial e custos que ocorrerão ao longo da vida útil.
- b) Identificar a geração dos sistemas fotovoltaicos em valores monetários, levando em conta efeitos de inflação e aumento real no valor da tarifa de energia elétrica
- c) Determinar a TMA do investidor;
- d) Determinar outros parâmetros fundamentais à análise de viabilidade econômica, tais como, redução na eficiência dos módulos fotovoltaicos e vida do sistema;
- e) Modelar fluxos de caixa para cada sistema, utilizando os valores e parâmetros obtidos nos objetivos anteriores.
- f) Calcular e analisar os indicadores de retorno (VPL, TIRM e *payback* descontado) calculados com base nos fluxos de caixa de cada sistema fotovoltaico.
- g) Realizar análises de sensibilidade para os parâmetros de maior importância no cálculo do VPL e TIRM.

1.4 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

A pesquisa limita-se a análise de viabilidade econômica financeira de sistemas fotovoltaicos instalados na cidade de Vinhedo - SP, onde está sediada a empresa fornecedora dos dados e onde estão instalados todos os sistemas instalados pela mesma. Lacchini (2017), demonstra em sua tese que a localização geográfica tem forte influência sobre a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, concluindo que há viabilidade econômica em certas localidades e inviabilidade em outras. Portanto os resultados do presente estudo são válidos apenas para a localidade mencionada.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regula o setor de energia elétrica no Brasil, é responsável pela determinação dos valores das tarifas de todas as localidades do país. A ANEEL (2018) utiliza o sistema de bandeiras tarifárias, que em resumo, aumenta o valor pago por KWh em determinadas épocas, quando usinas termelétricas são ativadas, produzindo energia com maior custo. Neste caso, a ANEEL pode mudar a bandeira de cor verde (na qual não existe cobrança extra pela energia elétrica) para as cores amarela ou vermelha, que adicionam custos cada vez maiores à conta de luz. Uma vez que não é possível prever em quais épocas serão utilizadas as diferentes bandeiras, o estudo considera que durante toda a vida útil dos sistemas, a bandeira vigente é a verde. Tal consideração é conservadora, diminuindo a rentabilidade dos sistemas. Portanto o estudo limita-se a uma análise na qual não são consideradas as diferentes bandeiras tarifárias.

Existem diferentes maneiras de financiar o custo inicial para a instalação de um sistema fotovoltaico, uma vez que em alguns casos o investidor não possui o montante necessário para o investimento. A disponibilidade de crédito e as taxas relativas ao mesmo variam muito a depender da instituição que o concede. Há também programas governamentais realizados através de bancos públicos, que oferecem melhores condições de crédito para os quais sistemas fotovoltaicos podem se enquadrar. Todavia, como já mencionado, ainda há pouco incentivo para o desenvolvimento do potencial fotovoltaico no Brasil, e portanto pouca oportunidade de crédito específico para tal fim. Com isso, o presente trabalho limita-se a analisar o caso em que o investidor possui todo o capital necessário e portanto não necessita de empréstimo. Com tal premissa adotada, não são analisadas as diversas condições de crédito existentes para cada tipo de investidor.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho encontra-se dividido em cinco capítulos. O primeiro consiste em uma introdução, contendo uma breve contextualização sobre o assunto, justificativa do trabalho, objetivos gerais e específicos, delimitação da pesquisa e estrutura do trabalho.

No segundo capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica, utilizada para embasar os métodos utilizados e a análise dos resultados. A revisão é dividida em três partes: Análise de investimento, que aborda diversos métodos de análise utilizados para avaliar investimentos de maneira geral; Energia fotovoltaica, onde são apresentadas informações sobre a tecnologia que será analisada; Análise de investimentos de sistemas fotovoltaicos, onde são apresentados outros estudos semelhantes que já realizaram a análise de viabilidade econômica da tecnologia.

O terceiro capítulo descreve os materiais e métodos utilizados no desenvolvimento do trabalho. Neste capítulo explica-se com mais detalhes a obtenção dos dados de geração, as premissas adotadas durante a análise e os procedimentos realizados para a obtenção dos resultados.

O quarto capítulo apresenta os resultados obtidos para cada sistema fotovoltaico estudado. Junto à apresentação dos resultados é feita uma análise dos mesmos. Este capítulo também apresenta e discute os resultados das análises de sensibilidade.

No quinto capítulo é feita uma conclusão do trabalho, trazendo também sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Bruni e Famá (2003) definem investir como o ato de realizar um desembolso presente em prol da obtenção de fluxos de caixa futuros. Ou seja, ao investir, espera-se um retorno financeiro no futuro, e portanto, torna-se importante analisar o valor, risco e tempo de tal retorno, para desta forma determinar se o investimento é atrativo ou não.

Segundo Casarotto Filho e Kopittke (2011), a análise de investimentos racionaliza a utilização de recursos e capitais, sendo necessários conhecimentos da área de engenharia econômica para solucionar problemas de análise de investimentos com a complexidade do mundo atual. Portanto, nos próximos tópicos serão abordadas algumas ferramentas específicas de engenharia econômica que ajudarão a analisar os investimentos investigados neste trabalho. De acordo com Schroeder et al. (2005), O VPL e a TIR são considerados por grande parte da literatura financeira como os métodos de análise mais tradicionais e eficientes, sendo que o método do *payback* também é bastante utilizado. Neste estudo abordaremos estes três métodos e suas variações que são versões aperfeiçoadas dos mesmos.

2.1.1 Fluxo de caixa

Segundo Hirschfeld (2000), o fluxo de caixa é uma apreciação de entradas e saídas de dinheiro ao longo do tempo de vida dos projetos, podendo este ser representado de maneira gráfica ou analítica. Para Rossarola (2016), o fluxo de caixa é um instrumento utilizado na gestão financeira, que projeta para períodos futuros receitas e gastos indicando o saldo de caixa para determinado período.

Segundo Frezatti (2008), existem duas vertentes para a identificação de métodos de avaliação de investimentos: baseados em fluxo de caixa e baseados em resultados contábeis. Os métodos baseados em fluxo de caixa seriam: *payback* simples e descontado, Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), Valor Presente Líquido (VPL) e índice de lucratividade. Tais métodos serão detalhados nos próximos tópicos (com exceção do índice de lucratividade, que não será utilizado no presente trabalho).

2.1.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Um requisito básico para começar a analisar a viabilidade econômica de um investimento financeiro é saber qual o lucro mínimo que o investidor deseja obter em termos percentuais. Somente sabendo o lucro mínimo esperado, será possível aceitar ou rejeitar uma opção de investimento.

É denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA) a menor taxa que um investidor estaria disposto a receber como retorno de um investimento. É a taxa a partir da qual o investidor considera que está tendo lucros financeiros (CASAROTTO FILHO; KOPITKE, 2011).

A TMA deve ser determinada de acordo com a política adotada em cada empresa, sendo esta de grande importância na alocação de recursos em investimentos financeiros (SCHROEDER et al., 2005). A determinação de uma TMA de forma incorreta, pode levar a empresa a optar por um investimento que trará prejuízos ou ainda descartar investimentos lucrativos.

Dois principais aspectos devem ser levados em conta no momento da determinação da TMA. O primeiro deles é o custo do capital, que segundo Gitman (2001) é o retorno exigido pelos financiadores de capital para a firma. Ou seja, o valor da taxa que a empresa paga para tomar dinheiro emprestado.

O segundo aspecto a ser considerado é o custo da oportunidade, que segundo Kassai (1996) é o rendimento mínimo de uma segunda opção de mercado, que no caso de pessoas físicas pode ser por exemplo a remuneração paga pela poupança e para empresas o valor pago por Certificado de Depósito Bancário (CDB). Ou seja, o custo de oportunidade leva em consideração outros investimentos de baixo risco facilmente encontrados no mercado. Neste caso a TMA pode ser considerada como a taxa de juros paga por estes investimentos. Este parâmetro indica que não faz sentido para o investidor optar por um investimento que rende menos que aplicações financeiras comuns.

Então após avaliar estes dois parâmetros citados acima, a TMA escolhida deve ser o maior entre os dois, garantindo que a taxa escolhida pagará no mínimo a taxa de capital e que não há outros investimentos financeiros facilmente acessíveis e com baixo risco que remunerem mais do que a TMA. Para determinar a taxa mínima de atratividade de projetos, também pode ser levado em conta um prêmio pelo risco, que seria a remuneração que o investidor irá obter por optar por aquele investimento ao invés de alocar o capital em uma aplicação financeira mais segura.

Casarotto Filho e Kopittke (2011), apresentam dois tipos de TMA, a global e a real, sendo que na TMA global está embutida a taxa de inflação, como mostrado abaixo:

$$(1 + i') = (1 + \theta) (1 + i) \quad (1)$$

Onde:

i = TMA real

θ = inflação

i' = TMA com inflação (global)

No item destinado à inflação é explicado quando utilizar cada tipo de TMA.

Rottmann (2017), indica o uso de uma regra a fim de determinar a TMA de maneira simplificada. Segundo o autor, a TMA deve ser estimada por um valor que esteja entre 2 a 3 vezes a taxa do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) real, ou seja, descontando-se a inflação.

2.1.3 Valor Presente Líquido (VPL)

Segundo Klann e Tomasi (2010), o Valor Presente Líquido (VPL) é um dos métodos de análise de investimento mais utilizados pelas empresas, sendo esta uma técnica que leva em conta o valor do dinheiro no tempo.

Horngren et al. (2000) definem o VPL como um método que calcula o ganho monetário líquido, ou a perda de um projeto, descontando todas as entradas e desembolsos futuros esperados para a data presente, utilizando a TMA como taxa de desconto. Ou seja, com este método, todos os valores do fluxo de caixa são trazidos ao presente sendo descontados a uma taxa definida e são somados para fornecer o Valor Presente Líquido.

Matematicamente o VPL pode ser representado através da fórmula:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + i)^t} \quad (2)$$

Onde:

F_t = Valores de entrada ou saída do caixa em cada período de tempo t

i = Taxa de desconto (geralmente a TMA do investidor)

t = Período de tempo

n = Número de períodos do fluxo de caixa

Para Kierulff (2008), o VPL reduz as entradas esperadas do fluxo de caixa à uma taxa que reflete três fatores: o risco do investimento, a inflação esperada e a possibilidade do investidor alocar o capital em outros investimentos mais atrativos. Ainda segundo o autor, se a soma dos valores de entrada futuros descontados para o presente superarem o capital inicial necessário, então o VPL é positivo. Sendo assim o projeto é financeiramente atrativo e deve ser aceito, pois adicionará valor à empresa ou ao investidor. Neste caso é necessário ressaltar que caso existam outros valores de saída no fluxo de caixa, além do investimento inicial, estes também devem ser trazidos ao presente e somados ao montante no cálculo do VPL.

A avaliação do VPL para determinar se o investimento deve ser aceito ou rejeitado, pode ser feita de maneira simplificada. Um VPL igual a zero, significa que as entradas do fluxo de caixa são suficiente para retornar o capital investido retornando a TMA definida pelo investidor (KLANN; TOMASI, 2010). Ainda segundo estes autores, caso o VPL seja positivo, isto significa que as entradas no fluxo de caixa geram um valor presente maior que o necessário para pagar o investimento e devolver a taxa desejada pelo investidor.

Da mesma forma pode-se afirmar que um VPL negativo mostra que as entradas do fluxo de caixa não geram um valor suficiente para cobrir o investimento feito no projeto e pagar a TMA ao investidor. Neste caso recomenda-se rejeitar o investimento.

2.1.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

“A Taxa Interna de Retorno (TIR) segundo a visão do analista financeiro, é a taxa que iguala o valor atual das saídas de caixa, ao valor atual das entradas estimadas” (OLIVEIRA, 1979, p.87). Ainda segundo Kassai (1996, p. 2), “representa a taxa de desconto que iguala, num único momento, os fluxos de entradas com os de saídas de caixa, em outras palavras, é a taxa que produz um VPL igual a zero”.

Matematicamente, a TIR é a taxa i , tal que i satisfaça a equação abaixo:

$$VPL = 0 = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

Onde:

F_t = Valores de entrada ou saída do caixa em cada período de tempo t

i = Taxa de Interna de Retorno

t = Período de tempo

n = Número de períodos do fluxo de caixa

VPL = Valor presente líquido

A determinação da TIR pode ser feita pelo método de tentativa e erro, de maneira iterativa, e para isso utiliza-se a fórmula mostrada acima. Nesta fórmula aplica-se um valor para taxa “ i ” de forma a tentar obter um $VPL = 0$ (REMER; NIETO, 1995). Caso o $VPL > 0$ então aumenta-se a taxa, caso contrário, diminui-se a mesma. Este processo é feito até que a taxa “ i ” aplicada na equação forneça um VPL igual (ou muito próximo) a zero. Então esta taxa passa a ser denominada TIR. Atualmente existem planilhas eletrônicas e calculadoras financeiras que possuem algoritmos que realizam o cálculo desta taxa automaticamente.

Ao analisar a viabilidade econômica de um investimento, uma TIR superior ou igual à TMA indica uma tendência para a aceitação do investimento (KASSAI, 1996). Deste modo, ao investir seu dinheiro neste empreendimento o investidor terá um retorno financeiro maior ou igual do que o oferecido pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

2.1.5 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

Como mostrado no tópico anterior, a TIR é comumente definida como a taxa que remuneraria o investimento. No entanto, esta interpretação é inexata em muitos dos casos onde o método da TIR é aplicado (BARBIERI; ÁLVARES; MACHLINE, 2007).

Há duas principais questões que podem trazer inexatidão na determinação da TIR. A primeira delas, segundo o estudo feito por Barbieri, Álvares e Machline (2007), ocorre devido à premissa de que todos os valores (entradas e saídas) presentes no fluxo de caixa, caminham no tempo aplicados pela própria TIR, ou seja, os empréstimos são considerados tomados à uma taxa de juros igual a TIR, enquanto os lucros também são reinvestidos à esta mesma taxa. Este pressuposto é assumido devido ao método utilizado para calcular a TIR. O principal problema de assumir este pressuposto, ocorre quando a TIR atinge valores muito diferentes das taxas de juros do mercado (KASSAI, 1996). Neste caso, a TIR determinada não representará o real

retorno do investimento, visto que geralmente os lucros serão reinvestidos à uma taxa do mercado, e não à própria TIR.

A segunda limitação, segundo Faro e Faro (2000) está no fato de muitos projetos de investimentos não apresentarem um fluxo de caixa convencional, isto é, fluxos de caixa que apresentam apenas uma mudança de sinal durante toda sua duração. Em casos onde ocorrem diversas inversões de sinais, a equação para determinar a TIR pode ter diversas soluções, como comprovado pela Regra de sinal de Descartes. Desta maneira, podem existir diversos valores de TIR para um mesmo projeto.

Diversos estudos foram publicados por diferentes autores com a intenção tratar as limitações da aplicação do método da Taxa Interna de Retorno, e propor mudanças no método de cálculo da mesma, de maneira a torna-la um indicador que represente melhor a realidade dos projetos.

Com os estudos propondo tais melhorias, foi desenvolvido um novo método que ficou conhecido como Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM). Segundo Balyeat, Cagle e Glasgo (2013), diversos autores abordaram o cálculo da TIRM e diferentes nomes levam o crédito pela criação do mesmo, no entanto o termo já existe há algum tempo e é abordado na maioria dos textos financeiros.

Um dos autores que define o cálculo da TIRM como é utilizada atualmente é Lin (1976), que adota o seguinte método para o cálculo da mesma: levar para a data final do projeto todos os recebimentos do fluxo de caixa descontados a uma taxa de reinvestimento próxima à do mercado e, simultaneamente, trazer todos os desembolsos para a data presente, também descontados por uma taxa de mercado para financiamento. Após realizar este procedimento, o fluxo de caixa torna-se convencional de apenas dois pontos, e a TIRM agora pode ser calculada aplicando-se o método de cálculo da TIR para este fluxo de caixa modificado.

Segundo Barbieri, Álvares e Machline (2007, p138.), “a TIRM é um indicador melhor da taxa de retorno de longo prazo de um projeto de investimento, desde que convencional, por levar em conta a realidade do mercado”.

2.1.6 Tempo de Recuperação de Capital (*payback*)

O Tempo de recuperação de capital investido, também comumente chamado de *payback* por diversos autores da área de finanças, é definido como “o método que mede o tempo necessário para que o somatório das parcelas anuais seja igual ao investimento inicial” (CASAROTTO FILHO; KOPITKE, 2011 p.111).

Ainda segundo Remer e Nieto (1995) o método do *payback* avalia o número de anos necessários para que os ganhos de um projeto igualem o investimento inicial do mesmo, ou seja, é o tempo necessário para o projeto pagar a si próprio.

Para Lima et al. (2013), a principal vantagem deste método está em sua simplicidade, pois este não exige cálculos sofisticados para sua determinação, sendo necessário apenas realizar sucessivas subtrações até que o valor obtido ultrapasse montante inicial do investimento.

No entanto é necessário ressaltar que o método do *payback* possui sérias limitações que não podem ser ignoradas. A primeira grande limitação está no fato de que este método não considera o custo do capital e o valor do dinheiro no tempo (LIMA et al., 2013). A segunda limitação, segundo Casarotto Filho e Kopittke (2011) está no fato de que este método não considera o tempo de vida do investimento. Ou seja, projetos com taxas de retorno muito diferentes podem ter o mesmo *payback*.

Por possuir tais limitações existe um consenso na literatura de que este indicador pode fornecer informações não adequadas. No entanto o método foi aperfeiçoado, o que resultou no método do *payback* descontado, que será o assunto do próximo tópico.

2.1.7 Tempo de Recuperação de capital descontado (*payback* descontado)

O *payback* descontado também pode ser chamado de *payback* ajustado. Segundo Frezatti (2008, p. 76), “o *payback* ajustado é um aperfeiçoamento do método do *payback* simples, sendo este apurado a partir da projeção do fluxo de caixa onde se aplica uma dada taxa de custo de oportunidade”. Ou seja, neste método o valor do dinheiro no tempo passa a ser considerado, diminuindo imprecisões. Com isto, uma das limitações fica superada.

Outros autores definem este método de forma similar, como Casarotto Filho e Kopittke (2011, p. 112), segundo o qual “O *payback* descontado mede o tempo necessário para que o somatório das parcelas descontadas seja, no mínimo, igual ao investimento inicial”. Lembrando que as parcelas são descontadas pela taxa de juros que representa a TMA do investidor.

No entanto ainda existe a limitação relativa à não consideração do tempo de projeto, e portanto segundo Frezatti (2008) este método tem um aspecto desfavorável por não analisar o fluxo de caixa após o período do *payback*. Sendo assim, este método deve apenas ser utilizado como método auxiliar na avaliação de investimentos. Ou seja, este método deve sempre ser

utilizado em conjunto com um dos métodos citados anteriormente, como por exemplo o VPL ou TIRM.

2.1.8 Inflação

Segundo Casarotto Filho e Kopittke (2011), a inflação é a perda do poder aquisitivo da moeda, podendo esta ocorrer por várias causas, como aumento de demanda sem aumento de produção, especulação com estoques, moeda em excesso em circulação, entre outras. Hirschfeld (2000), afirma que como consequência da inflação, ocorre uma alta generalizada dos preços de mercadoria e serviços.

A variação de preços decorrente do efeito da inflação tem influência sobre os fluxos de caixa e como consequência, sobre os métodos de avaliação baseados no mesmo (VPL, TIR, *payback*). Portanto antes de realizar a análise, é necessário determinar a maneira como a inflação será considerada no estudo.

Casarotto Filho e Kopittke (2011) apresentam duas maneiras de lidar com o fenômeno da inflação ao montar os fluxos de caixa: Utilizar uma TMA global em um fluxo de caixa a valores correntes (neste caso a TIR calculada também será uma taxa global, ou seja, desta deverá ser descontada a inflação para obter a TIR real), ou então utilizar uma TMA real em um fluxo de caixa ajustado, cujos valores já foram descontados à taxa de inflação, e portanto neste caso a TIR calculada será a TIR real.

2.1.9 Simulação de Monte Carlo

Para Bruni, Famá e Siqueira (1998), cada fluxo de caixa pode ser considerado resultante e um conjunto de fatores de risco, e portanto o tratamento matemático convencional seria muito complexo, sendo que os analistas de projetos não teriam condições de realizá-lo. Neste caso, segundo os mesmos autores, uma alternativa para tratar este problema seria a utilização Método de Monte Carlo para o cálculo da variabilidade do VPL de um projeto.

Segundo Hochheim (2012), a Simulação de Monte Carlo é um método numérico o qual pode ser usado para geração de um valor qualquer, como por exemplo, Valores Presentes Líquidos de um fluxo de caixa, sendo que este processo consiste em gerar diversos cenários para os fluxos de caixa, considerando a distribuição de probabilidade dos mesmos.

Cerávolo (2016) explica que utilizando este método, os cálculos são repetidos em uma quantidade muito maior de cenários escolhidos aleatoriamente, ao invés de gerar um número limitado de resultados a partir dos cenários simulados.

2.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA

2.2.1 Surgimento e evolução da tecnologia

2.2.1.1 Radiação solar

Segundo Pereira, Vrisman e Galvani (2002), a radiação solar é a fonte primária de todos os fenômenos atmosféricos e de processos físicos, químicos e biológicos, podendo esta ser aproveitada de diversas maneiras, como a captura pela biomassa, o aquecimento de água para fins domésticos e industriais, geração de energia elétrica fotovoltaica, entre outros.

Os sistemas fotovoltaicos convertem a energia irradiada pelo sol em energia elétrica, seguindo as alternâncias do dia e da noite. Dependendo da localização no globo terrestre, a quantidade de luz solar irradiada pode mudar dependendo de diversos fatores como latitude, hora do dia, presença de nuvens, poluição e umidade (LACCHINI, 2017). Portanto faz-se necessário um estudo prévio da região onde se pretende instalar sistemas fotovoltaicos, uma vez que estes fatores influenciarão na quantidade de energia produzida e consequentemente no retorno financeiro que o investidor poderá obter.

Segundo estudo realizado pelo The Boston Consulting Group (2017), a radiação solar é uma fonte intermitente de energia, visto que esta não está disponível durante o período noturno e é afetada conforme variáveis já citadas anteriormente. Por conta disso, o estudo afirma que a geração fotovoltaica demanda uma abordagem diferente para o planejamento e a operação de sua capacidade, visto que o atual sistema está acostumado com uma geração flexível e controlada como é o caso das hidrelétricas.

2.2.1.2 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel, que ainda aos dezenove anos de idade, trabalhando no laboratório de seu pai, conseguiu gerar diferença de potencial em eletrodos de platina e prata ao iluminá-los com luz solar (GREEN, 1990).

Segundo Joyce (2011), o efeito fotoelétrico trata-se de um processo quântico em que fótons provenientes da luz solar (ou outra fonte de luz) são absorvidos em um material semicondutor, possibilitando a excitação de elétrons, gerando uma corrente elétrica.

Como mostrado no estudo de Vallêra e Brito (2006), outros cientistas contribuíram com estudos sobre tal efeito, construindo dispositivos com outros tipos de materiais, porém a evolução da tecnologia fotovoltaica teve que esperar os grandes desenvolvimentos científicos da primeira metade do século XX, pois sem a ciência moderna seria impossível o nascimento da energia fotovoltaica como é conhecida atualmente.

Foi apenas na década de 1950, que os físicos Calvin Fuller e Gerald Pearson criaram a primeira célula fotovoltaica de silício na empresa Bell Laboratories. Após melhorias no sistema, este foi apresentado à imprensa e recebido pelo público com entusiasmo, sendo logo em seguida utilizado para alimentar uma rede local telefônica na Georgia. No entanto os custos ainda eram demasiadamente altos para que pudesse ser amplamente utilizado (VALLÊRA; BRITTO, 2006).

Segundo Green (2005), a era moderna de desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica iniciou-se apenas na década de 1970, quando este mercado passou a ter fortes incentivos do governo norte americano e então diversas empresas passaram a desenvolver esta tecnologia. Durante esta época outros materiais passaram a ser utilizados para produzir os módulos fotovoltaicos, resultando hoje em diferentes tipos de sistemas disponíveis no mercado.

2.2.2 Evolução da tecnologia e dos custos

Para Vallêra e Brito (2006), a crise petrolífera de 1973 foi um evento que impulsionou o investimento em pesquisas para reduzir os custos de produção de células solares, e nesta época um dos novos materiais utilizados foi o silício policristalino, que possui um custo muito menor para a produção se comparado ao monocristalino. Até aquele momento, os sistemas fotovoltaicos eram constituídos principalmente de silício monocristalino que devido ao seu complexo método de produção, possuía um preço elevado.

Atualmente também o mercado pode ser dividido basicamente em três tipos de tecnologia: silício (mono ou policristalino), filmes finos (compostos por silício amorfo ou então materiais como CdTe, CIS, CIGS) e células fotovoltaicas orgânicas (ainda pouco utilizados pois ainda possuem alto custo de produção) (NASCIMENTO, 2013). Segundo Joyce (2011), o mercado em 2010 era dominado pelas tecnologias de silício, sendo este material representante de 80% do mercado de painéis fotovoltaicos, estando presente em suas duas formas (mono e

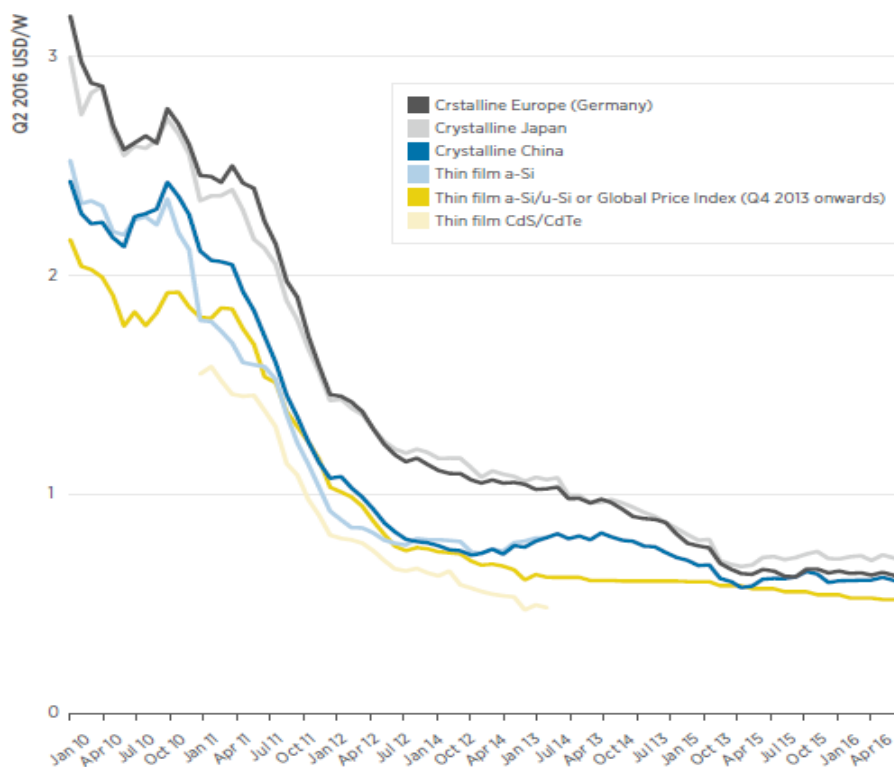
policristalino). Para este trabalho, a principal tecnologia utilizada será o silício policristalino, sendo que apenas um dos sistemas avaliados é constituído por módulos de silício monocristalino.

A diferença entre as tecnologias consiste no espaço ocupado, custo e eficiência. Segundo Joyce (2011), o silício monocristalino é a tecnologia com valor mais elevado, e possui uma eficiência que fica entre 16 a 22%, sendo que a tecnologia policristalina apresenta rendimento entre 14 e 18%. Já as tecnologias de filme fino apresentam a pior eficiência, variando de 4 a 11%. Vale ressaltar que estes dados foram publicados em 2011 e portanto possivelmente a evolução tecnológica já permitiu maiores avanços.

Outra questão importante na análise da viabilidade econômica é o custo dos módulos fotovoltaicos, que vem apresentando queda acentuada nos últimos anos. Segundo a International Renewable Energy Agency (IRENA, 2016), os módulos fotovoltaicos possuem altas taxas de aprendizado, variando de 18% a 22%. A taxa de aprendizado indica a redução no custo de produção a cada vez que a sua produção acumulada é duplicada, portanto isto significa dizer que o custo para produzir células fotovoltaicas ficam de 18% a 22% menores a cada vez que a quantidade de placas existentes no mundo é duplicada.

De acordo com IRENA (2017), a elevada taxa de aprendizagem, acompanhada por um rápido crescimento (de aproximadamente 42% de crescimento na capacidade instalada a cada ano entre 2005 e 2015) fez com que os preços dos módulos fotovoltaicos tivessem uma queda rápida. Os preços reduziram em torno de 80% entre o fim de 2009 e o fim de 2015, como mostrado no gráfico da figura 1, que ilustra a redução nos preços das tecnologias de módulos fotovoltaicos na Europa.

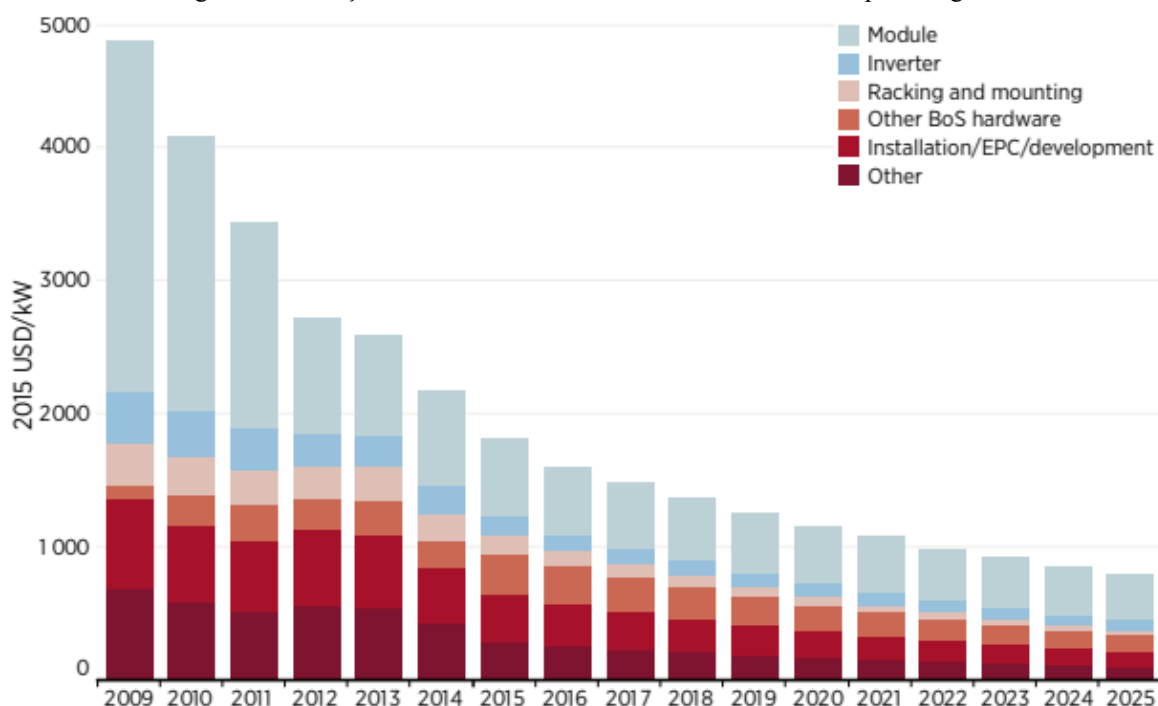
Figura 1– Tendência de preço do módulo fotovoltaico na Europa



Fonte: IRENA (2017).

É relevante lembrar que os módulos representam apenas parte do valor dos sistemas. Os custos dos sistemas podem, de maneira simplificada, serem divididos em três subgrupos: Módulos, Inversor e Balance of System (BoS) (IRENA, 2016). Os custos relativos a BoS ainda podem ser subdivididos em diversos outros custos, pois estes englobam custos relativos a outros componentes como cabos, suporte para os painéis, medidor bidirecional, etc. Um estudo publicado pela IRENA (2016) mostra a evolução dos custos divididos em diversas categorias, onde é possível verificar a forte diminuição do valor relativo aos módulos. Também é apresentado uma projeção até o ano de 2025 para os custos de cada grupo. O estudo foi feito com base em uma média mundial. O gráfico da figura 2 mostra de maneira resumida os resultados:

Figura 2– Evolução dos custos médios de sistemas fotovoltaicos por categorias



Fonte: IRENA (2016).

Portanto, observando o gráfico é possível notar que ainda há uma tendência de diminuição de preço dos módulos até o ano de 2025, porém esta tendência é muito menos acentuada do que nos anos anteriores. Outra questão importante mostrada pelo estudo é a importância dos outros custos no preço final do sistema, pois atualmente (ano de 2018) apenas um terço dos custos (aproximadamente) é relativo aos módulos.

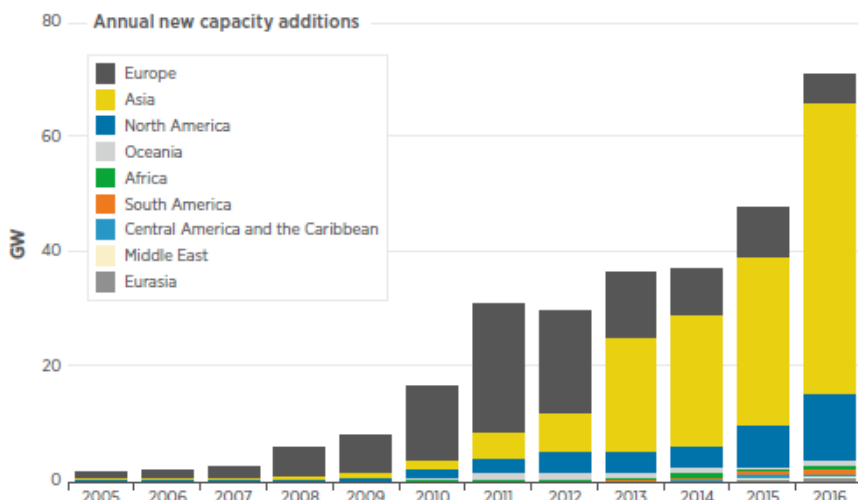
2.2.3 Utilização da energia fotovoltaica

2.2.3.1 No Mundo

O mercado fotovoltaico mundial teve um rápido crescimento na última década, período no qual a capacidade instalada passou de 6,2 gigawatts (GW) no final de 2006 para 291 GW no fim de 2016, totalizando uma adição de aproximadamente 285 GW nesses dez anos (IRENA, 2017). Os dados abordados neste estudo levam em conta o crescimento até o ano de 2016, porém até a data do presente trabalho, esta capacidade já deve ter aumentado, conforme a tendência observada no gráfico.

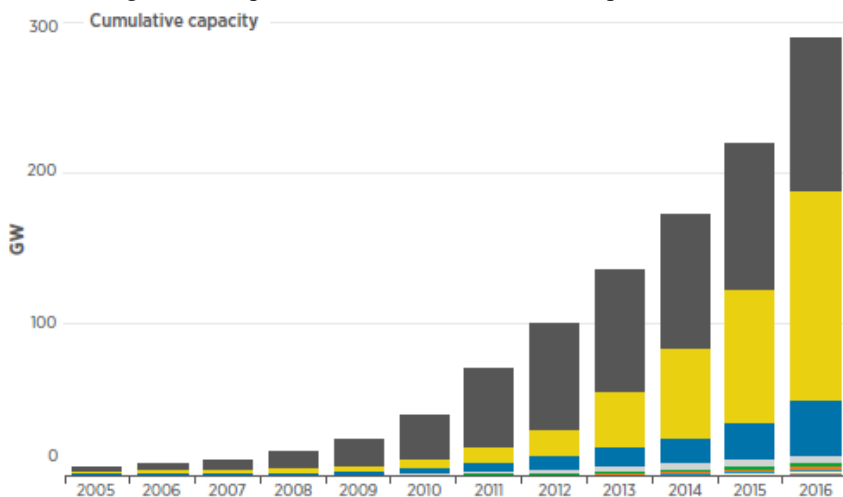
Os gráficos das figuras 3 e 4 trazem dados sobre o crescimento do mercado fotovoltaico mundial:

Figura 3 – Capacidade fotovoltaica adicionada anualmente por continentes



Fonte: IRENA (2017).

Figura 4 – Capacidade fotovoltaica acumulada por continente



Fonte: IRENA (2017).

Obs.: Utilizada a legenda da figura 3 também para a compreensão da figura 4.

O gráfico da figura 3 mostra que a capacidade fotovoltaica adicionada a cada ano está aumentando, ou seja, a tecnologia não cresce a uma taxa constante, mas sim a uma taxa cada vez maior. Já o segundo gráfico, traz a capacidade acumulada, mostrando um forte crescimento na década de 2006 a 2016, como já mencionado no estudo.

É interessante observar a crescente participação asiática que ultrapassa a europeia já no ano de 2015. Segundo IRENA (2017), o crescimento foi liderado pelo Japão e China, sendo que no fim de 2015 a China ultrapassou a Alemanha como líder mundial em energia fotovoltaica e em 2016 as adições de sistemas na mesma, excederam os 34 GW. Para efeito de comparação, a Usina de Itaipu tem capacidade instalada de 14GW. No entanto é necessário lembrar que os sistemas fotovoltaicos não produzem energia em períodos noturnos e além disso

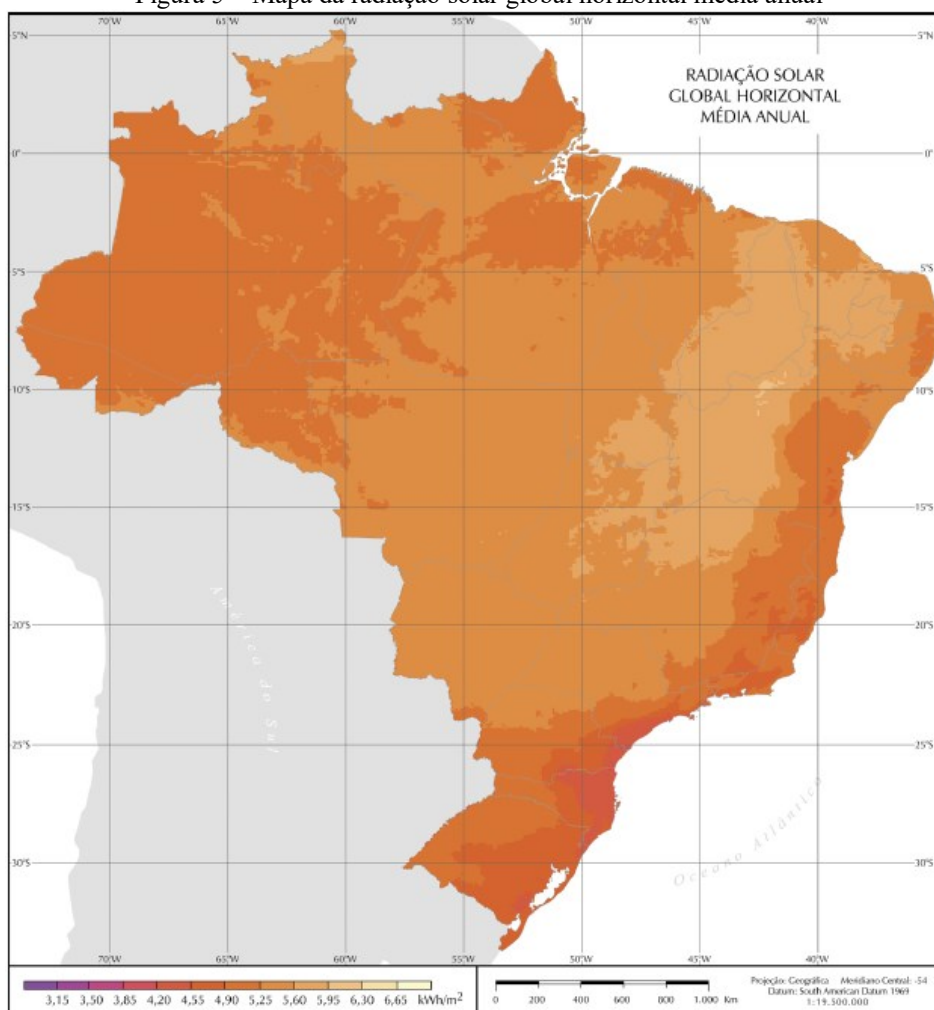
não trabalham com eficiência máxima (condições atingidas apenas em laboratório), e portanto não é possível afirmar que estes sistemas produzem constantemente mais energia que a hidrelétrica.

2.2.3.2 No Brasil

Como é possível observar nos gráficos 3 e 4, a energia fotovoltaica ainda não é difundida na América Latina como um todo, e portanto o Brasil ainda não possui grande capacidade instalada. No entanto, segundo estudo realizado pelo BCG (2017), o Brasil desfruta de muitos dos elementos que conduziram o forte crescimento da energia fotovoltaica em outros países, sendo estes: alta radiação solar, tarifas de eletricidade cobradas em uma base puramente variável e crescimento esperado no consumo de energia em longo prazo. Tais fatores colocam o país entre os mais promissores mercados de energia solar do mundo.

O potencial brasileiro fica evidente ao analisar o atlas solar do país, mostrado na figura 5:

Figura 5 – Mapa da radiação solar global horizontal média anual



Fonte: Pereira et al. (2006).

O atlas mostra a média de radiação solar global horizontal diária em cada local do País. Observa-se que a maior parte do Brasil possui altos índices de radiação solar, chegando a mais de 6,3 KWh/m²/dia, ou 2300Kwh/m²/ano. Apenas a região mais próxima ao litoral de Santa Catarina e Paraná é menos favorecida neste aspecto, tendo uma radiação solar de aproximadamente 1600Kwh/m²/ano.

Segundo Miranda (2014), a radiação solar anual no Brasil varia de 1200 a 2400KWh/m²/ano, valores que são muito superiores à maioria dos países europeus, cujos números variam entre 900 e 1250KWh/m²/ano.

Ainda segundo estudo publicado por Salamoni e Rüther (2007), o Brasil apresenta uma grande vantagem se comparado à Alemanha (até 2015 líder em potencial fotovoltaico), sendo esta o nível de radiação solar, pois a região mais ensolarada da Alemanha, possui aproximadamente 1,4 vezes menos radiação do que a região menos favorecida do Brasil.

2.3 ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Como comprovado nos tópicos anteriores, a energia fotovoltaica vem crescendo rapidamente em todo o mundo. No entanto, os custos, produtividade dos sistemas, incentivos governamentais entre outras características variam de acordo com cada região, e tais fatores mudam consideravelmente a viabilidade econômica deste investimento. Alguns estudos já fizeram diferentes análises considerando a realidade brasileira, a fim de determinar a viabilidade econômica deste tipo de geração em nosso país. Abaixo são abordados alguns destes estudos, as considerações feitas pelos mesmos e o resultados obtidos.

Em seu estudo, Miranda (2014) realizou uma análise de viabilidade econômica de três sistemas fictícios, de tamanhos distintos (3920Wp, 2940Wp e 1960Wp) para um mesmo prédio, a fim de determinar qual dos sistemas apresentava melhores resultados financeiros. Neste trabalho, os dados de geração foram obtidos por *software*, através de simulação dos sistemas fotovoltaicos. Foram levados em conta diversos fatores de perda do sistema, resultando em uma perda de 18% na produtividade. As características adotadas no estudo foram: sistemas livres de sombreamento, voltados para o norte geográfico, eficiência dos módulos de 15% e valores de aquisição dos equipamentos no ano de 2013.

Miranda (2014), considera que os sistemas estariam instalados no Rio de Janeiro, e portanto sujeitos às tarifas locais (na época do estudo R\$ 0,40753/KWh). Além disso, é levada em conta uma taxa de 4,8% a.a. de aumento na energia elétrica apenas nos 15 primeiros anos, considerado conservador por Miranda. Considera-se a vida do sistema igual a 25 anos com custos de manutenção de 150 reais atualizados em 3% a.a. e com perda de produtividade de 0,8% a.a. Os sistemas são projetados para produzir apenas uma parcela da energia consumida pelo edifício (o maior sistema produz o equivalente a 23% do consumo) e portanto não é levado em conta o custo de disponibilidade, referente à um consumo mínimo de energia.

Para estas condições, o estudo de Miranda (2014) chega à conclusão de que quanto maior o sistema maior a TIR e o VPL, enquanto o tempo de *payback* diminui. Para o maior sistema, o investimento inicial seria de R\$21.684,00, VPL de R\$25.726,83 e TIR de 12,3%, considerando uma taxa de juros de 4% a.a. Já para o menor sistema, o investimento seria de R\$ 13.594,00, VPL de R\$ 8.502,37 e TIR de 8,7 %. O cálculo do *payback* descontado foi realizado utilizando taxas diferentes da utilizada para o indicador VPL. Neste caso foi feito um estudo com diferentes cenários, considerando diferentes taxas: SELIC = 8,5% a.a., Poupança = 5,95%

a.a. e inflação = 5,8% a.a. Nesta análise observa-se uma forte variação no tempo de *payback* dos sistemas, sendo que quanto maior o sistema, mais rápido o *payback*.

Uma observação muito relevante que deve ser feita em relação a este estudo está relacionada à manutenção do sistema. Apesar de Miranda (2014) ter considerado um custo de R\$150,00 para manutenção, este não levou em conta a troca dos inversores, aparelhos que geralmente tem vida útil de dez anos e possuem um custo elevado, o qual impacta severamente o fluxo de caixa. Lacchini (2017), por exemplo, estima para cada troca de inversores um custo de 30% do valor do sistema, mostrando a importância de considerar tal despesa.

Outro estudo, feito por Lacchini (2017), compara a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes regiões do Brasil. Neste estudo os sistemas também são fictícios e os dados também são simulados em *software*. São analisados cinco sistemas, todos de uma mesma edificação fictícia unifamiliar térrea, nas diferentes localizações. Os sistemas são diferentes pois a depender da localização, o consumo energético muda e o sistema dimensionado portanto pode ser maior ou menor.

No estudo são considerados os parâmetros mostrados no quadro 1.

Quadro 1 – Parâmetros utilizados por Lacchini (2017)

Custo de manutenção e seguro	1% do valor inicial
Vida útil do sistema	25 anos
Valor residual	Zero (nulo)
Perda na eficiência dos módulos	0,5% a.a.
Troca de inversor	Nos anos 10 e 20
Custo da troca do inversor	30% do valor do sistema corrigido à inflação
Empréstimo de capital	50% do capital inicial com juros de 5% a 11%
Tipo de módulo (material)	Silício cristalino e CdTe
Correção da tarifa de energia elétrica	4,2% a.a. com variações de 10 e 20% para mais ou para menos na análise de sensibilidade.
Custo da disponibilidade	Descontado 1200KWh ao modelar os sistemas
TMA	12,5%
Juros de aplicações financeiras	9,89% (97% do CDI – 15% de imposto)

Fonte: Elaborado pelo autor (2018) com base em Lacchini (2017).

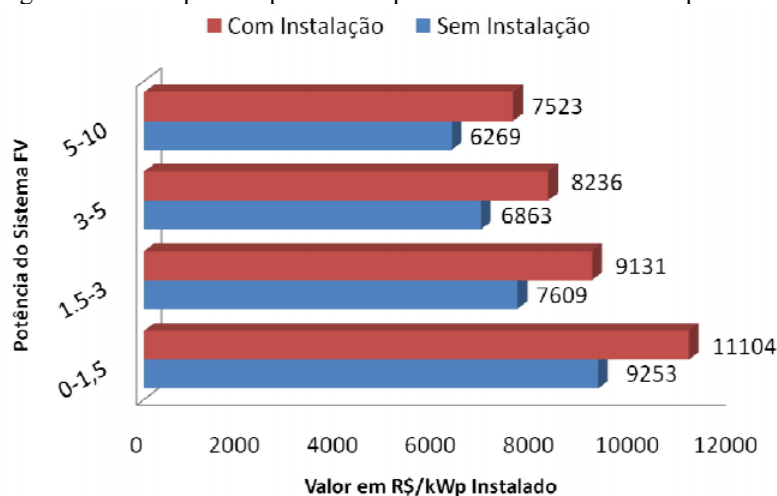
Os resultados do estudo de Lacchini (2017) mostram que dentre as localizações estudadas (Belo Horizonte, Manaus, Fortaleza, Brasília e Porto Alegre), a mais propícia para o investimento fotovoltaico é Belo Horizonte. Os principais fatores que levaram ao resultado foram os valores mais elevados para tarifas de energia elétrica nesta região e também o alto nível de insolação da mesma. Os resultados para esta localidade foram: *Payback* descontado = 6 anos, TIRM = 14,3% e LCOE = 0,29R\$/KWh. Resultados que mostram grande atratividade

financeira para tal investimento. Já a cidade com o pior resultado foi Porto Alegre, onde as tarifas possuem valores mais baixos e a insolação não é tão favorável. Os resultados para esta localidade foram: *Payback* descontado = 9anos, TIRM = 12,2% e LCOE = 0,32 R\$/KWh.

Em sua dissertação, Costa (2015) observa que o tamanho dos sistemas influencia fortemente sua viabilidade financeira, sendo os sistemas de pequeno porte, classificados por ele como sistemas com potência entre 1 e 3 kW, geralmente não possuem um bom custo benefício, pois tem um custo de instalação consideravelmente elevado em relação à quantidade de energia que podem produzir. Sendo assim, o investimento pode não ser atrativo a todos os consumidores, principalmente quando se trata de sistemas de menor potência instalada.

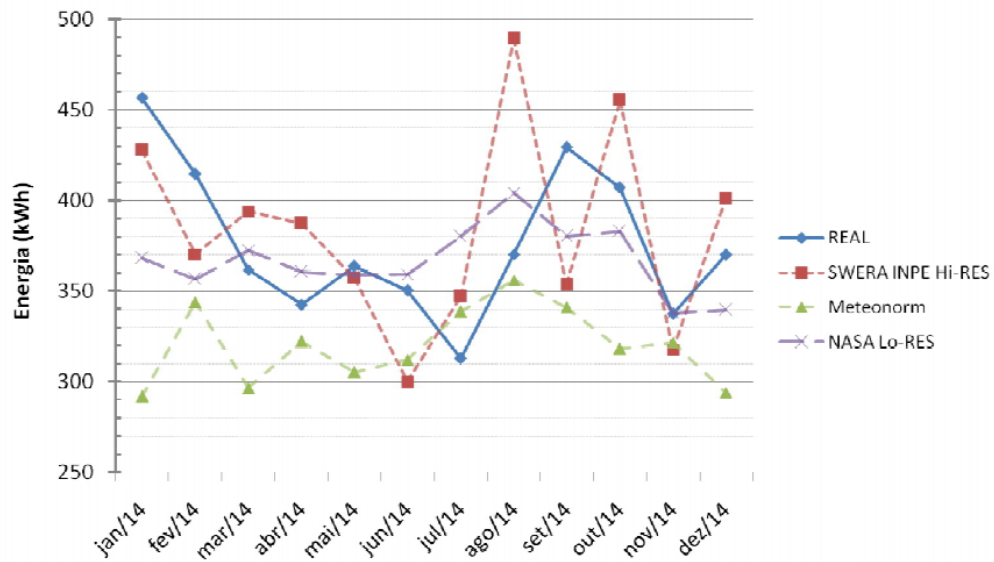
Uma informação que evidencia um dos motivos da menor rentabilidade de sistemas menores é o custo dos inversores. Segundo Costa (2015), este custo está em torno de 20% do capital inicial (para sistemas maiores), e aumenta conforme o sistema diminui, podendo chegar a 30% nos sistemas menores. O gráfico da figura 6 compara o valor em R\$/kWp com o tamanho do sistema, mostrando forte tendência de diminuição de valores para sistemas maiores.

Figura 6 – Custo por kWp instalado para sistemas de diferentes potências



Costa (2015) realizou um estudo de caso que comparou os dados de geração obtidos por *software* aos dados de geração real do primeiro ano de um sistema fotovoltaico, mostrando que as diferenças podem ser relevantes a depender do software utilizado. O gráfico da figura 7 mostra a comparação entre software e geração real, onde fica evidente que em alguns casos a divergência é grande. Esta divergência é uma das motivações do presente estudo, uma vez que avaliar a geração real permite ao investidor ter uma visão do que realmente ocorre após a implantação do sistema.

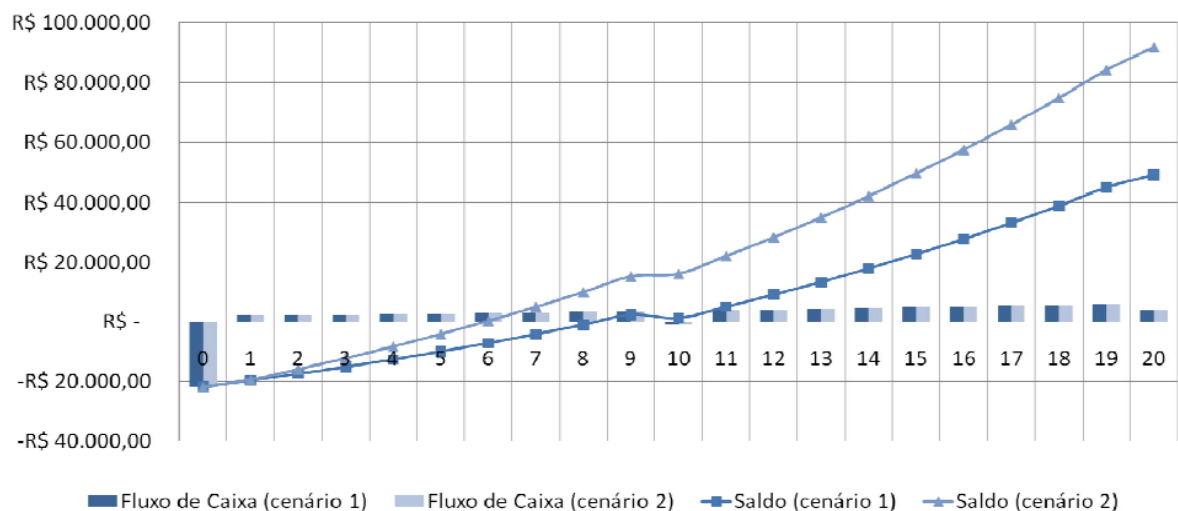
Figura 7 – Geração mensal simulada por *software* versus geração real



Fonte: Costa (2015).

Ainda em seu estudo, Costa (2015) mostra o quão relevante é o valor da tarifa de energia elétrica na avaliação de viabilidade econômica. Após o primeiro ano de implantação do sistema abordado em seu estudo de caso, a região onde o sistema estava instalado sofreu um forte reajuste na tarifa de energia, quando esta subiu 47% apenas no ano de 2015 (estado de Minas Gerais). O gráfico da figura 8, retirado do estudo deste autor, mostra uma comparação entre os fluxos de caixa previsto (sem contar com este forte reajuste) e real (considerando o reajuste a partir do segundo ano).

Figura 8 – Comparação dos fluxos de caixa com e sem reajuste da tarifa de energia



Fonte: Costa (2015).

Para a obtenção dos fluxos de caixa acima, foram utilizados os seguintes parâmetros: Tempo de vida útil do sistema de 20 anos, uma troca de inversores aos 10 anos, manutenção de 0,5% a.a., degradação do sistema (perda na eficiência) de 0,7% a.a., reajuste anual de energia de 6,5% e TMA igual ao teto da inflação prevista pelo governo. Estes e outros parâmetros do estudo são resumidos na tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros utilizados por Costa (2015)

Cenário	Geração 1º Ano	CAPEX	Taxa de Desconto	Reajuste Anual Energia	Custo OPEX	Tarifa de Energia
1	4605 KWh	7,4 R\$/Wp	6,50%	6,50%	0,5%/ano	495 R\$/MWh
2	4515 KWh	7,4 R\$/Wp	6,50%	6,50%	0,5%/ano	809 R\$/MWh

Fonte: Costa (2015).

Ao avaliar a viabilidade econômica de investimentos em energia fotovoltaica, cada estudo adota diferentes parâmetros para taxas e valores, que se adequam melhor à realidade do estudo, levando em conta a época em que este foi realizado, e as condições de localidade (insolação, inclinação, tarifas de luz locais, etc.). É importante ressaltar, que a viabilidade econômica é muito sensível às taxas e valores adotados. Isto fica demonstrado ao analisar trabalhos que adotam taxas diferentes das mais usuais, resultando em conclusões muito diferentes de outros trabalhos.

Um estudo realizado por Carvalho, Abreu e Correia Neto (2017), utiliza parâmetros muito diferentes dos observados em outros estudos. Por exemplo, a TMA do investidor é considerada como 19,5% a.a. enquanto o reajuste na tarifa passa a ser 9,14% a.a. Adotando estes parâmetros, a análise indicou que o investimento em energia fotovoltaica não era viável, mesmo estando em uma região do Brasil extremamente favorável ao uso de energia fotovoltaica e onde outros estudos, como o de Lacchini (2017) apontou viabilidade econômica.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Como discutido na revisão bibliográfica, diversos autores vêm realizando análises de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos em diversas condições (localidades, tamanho, financiamento, TMA, tecnologias de módulos FV, etc.), porém a maioria deles realizam um estudo considerando dados de geração estimados ou calculados por *software*, além de considerarem como investimento inicial valores de orçamento, que podem ser detalhados ou até mesmo estimados de maneira simplificada. Com isso, estes estudos correm o risco de carregar maior imprecisão na análise. Isto pode ocorrer caso o sistema, ao ser instalado, apresente geração de energia diferente da esperada ou então o custo para implantação seja diferente do orçado.

Para realizar a análise de viabilidade econômica, no presente trabalho coletou-se dados de geração de cinco sistemas em pleno funcionamento, assim como o valor do investimento realizado pelo proprietário de cada sistema. Desta maneira, algumas incertezas são eliminadas, resultando em maior precisão na análise. Abaixo será abordado de maneira detalhada todo o processo de análise realizado, desde a obtenção dos dados até o cálculo dos indicadores.

3.1 OBTENÇÃO DOS DADOS

Os dados de geração foram obtidos junto a uma empresa, cujo nome será preservado. Esta é recém fundada na cidade de Vinhedo, estado de São Paulo, em cujo portfólio já constam mais de oito sistemas instalados na região, todos em funcionamento. A empresa possui uma grande diversidade em relação ao tamanho dos sistemas, os quais possuem potências instaladas variando de 1,3Wp a 74,6 Wp. Por ser uma empresa nova, apenas cinco dos sistemas já apresentam dados de geração suficientes para a análise de viabilidade econômica, até a data de realização deste estudo.

A empresa possui um sistema de monitoramento *online* de todos os sistemas que instalou, e portanto, pode fornecer com precisão a quantidade de energia gerada por cada um deles em cada mês. Além dos dados relativos à geração, foram disponibilizadas as seguintes informações: valor de investimento inicial para aquisição do sistema, potência instalada, marca dos inversores, informações relativa aos módulos (inclinação, tecnologia e marca), localização (todos na cidade de Vinhedo) e vida útil do sistema (estimada em 25 anos).

As informações relativas ao capital inicial necessário para aquisição do sistema, potência instalada, informações sobre os módulos (inclinação, marca e tecnologia) e inversor, são fornecidas e exibidas a seguir na tabela 2:

Tabela 2 - Informações dos sistemas

Sistema	Valor	Potência (KWp)	Custo (R\$/KWp)	Inclinação	Marca	Tecnologia	Inversor
Sistema 1	R\$ 67.000	12,48	R\$ 5.369	23	Globo Br	Si Poli	Fronius 12.5 Trifásico 380v
Sistema 2	R\$ 28.000	3,18	R\$ 8.805	20	Canadian	Si Poli	ABB PVI 4200
Sistema 3	R\$ 45.000	7,15	R\$ 6.294	20	Canadian	Si Mono	ABB PVI 6000
Sistema 4	R\$ 44.000	6,76	R\$ 6.509	15	Canadian	Si Poli	ABB PVI 6000
Sistema 5	R\$ 20.500	2,39	R\$ 8.577	20	Canadian	Si Poli	WEG/SMA-2500

Obs.: Si Mono = Silício Monocristalino; Si Poli = Silício Policristalino

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Os sistemas listados na tabela 2 foram todos instalados entre abril de 2016 e julho de 2017. Como explicado mais adiante, com o envelhecimento do sistema, ocorre uma perda na eficiência dos módulos. Entretanto, como todos os sistemas foram instalados em um intervalo de tempo de pouco mais de um ano, o presente estudo considera para efeitos de análise, que todos começaram a operar na mesma data.

Na tabela 3 são apresentados os dados de geração de cada sistema a partir do mês de abril de 2017 até março de 2018.

Tabela 3 - Geração mensal de cada sistema (valores em KWh)

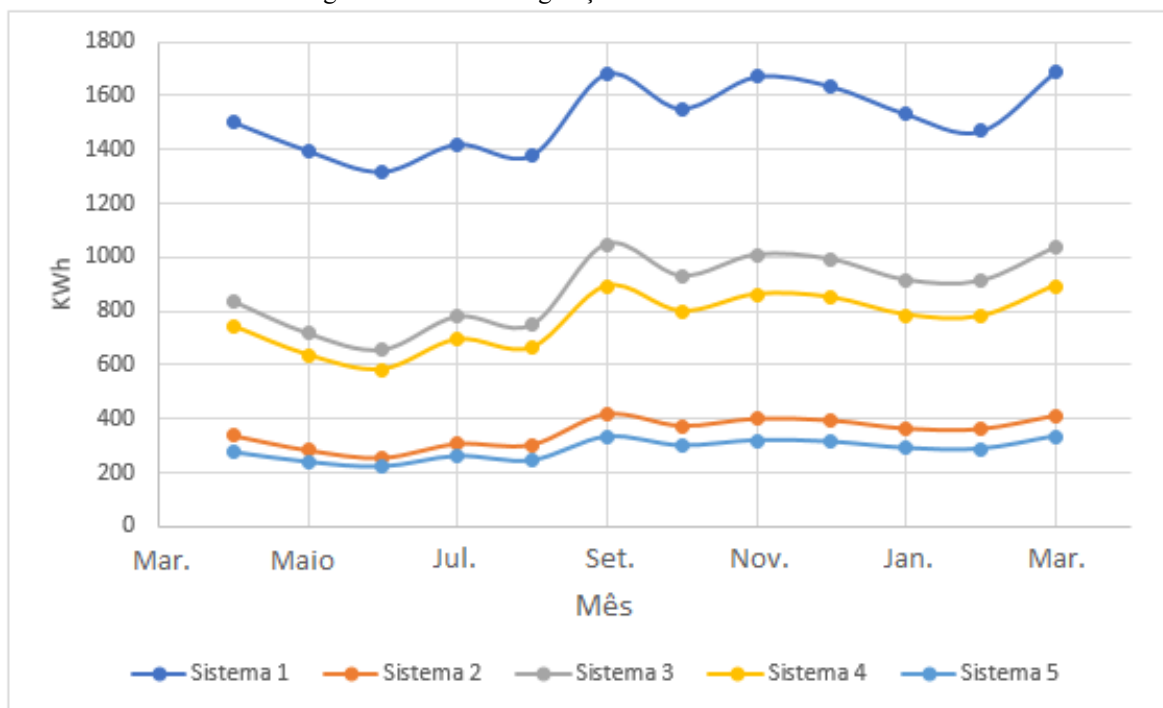
	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fez.	Mar.
Sistema 1	1504	1398	1320	1421	1380	1680	1553	1670	1635	1533	1468	1686
Sistema 2	336	282	254	306	303	414	372	398	392	362	360	409
Sistema 3	836*	717	656	779	749	1047	930	1008	991	915	911	1035
Sistema 4	743	635	582	692	662	892	798	861	850	785	779	894
Sistema 5	276	241	224	262	247	332	300	319	314	291	288	334

Obs.: valores com * representam valores estimados.

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

O valor relativo à geração do sistema 3 no mês de abril não encontrava-se disponível, uma vez que o sistema entrou em funcionamento apenas em maio. Para que o sistema pudesse ser utilizado no estudo, optou-se por estimar a geração deste sistema neste mês tomando como base a geração do sistema 4, que é proporcional ao sistema 3 nos meses seguintes. Essa proporcionalidade pode ser observada no gráfico da figura 9, que mostra uma comparação entre a energia gerada pelos sistemas apresentados na tabela.

Figura 9 – Gráfico da geração mensal de cada sistema



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Dentre os meses de maio, junho e julho, o que apresenta menor proporção entre os sistemas 3 e 4 é o mês de julho. Neste mês o sistema 3 produziu 1,1251 vezes a energia produzida pelo sistema 4. Logo para estimar a produtividade do sistema 3 em abril, multiplicou-se a produção de energia do sistema 4 neste mês por 1,1251, resultando em 836KWh para o sistema 3. Observa-se no gráfico da figura 9 que o resultado desta estimativa é satisfatório.

3.2 PREMISSAS UTILIZADAS

Para realizar o estudo de viabilidade econômica, é necessário adotar valores para alguns parâmetros que são apresentados abaixo. Como já foi mostrado durante o referencial teórico, adotar valores não representativos para estes parâmetros, leva a resultados pouco precisos. Neste caso, o estudo poderia indicar a viabilidade econômica de um investimento que traria prejuízo ao investidor ou rejeitar investimentos atrativos ao mesmo. Portanto faz-se necessário justificar cada valor adotado para realizar o presente estudo, a fim de evitar distorções.

3.2.1 TMA

Realizou-se a determinação da TMA com base nos rendimentos históricos do título público NTN-B Principal com vencimento em 2035, o qual é conhecido como Tesouro IPCA+. O Tesouro Direto disponibiliza diversos tipos de título para investidores do tipo pessoa física, e tais títulos podem ser facilmente adquiridos através de corretoras, que em sua maioria não cobram taxas de corretagem ou custódia para este tipo de investimento.

Optou-se pelo investimento no Tesouro IPCA+ por este ser um investimento de renda fixa, considerado conservador e de longo prazo (o resgate do valor só ocorrerá em 2035). O valor da remuneração do título é o índice de inflação IPCA somado a uma remuneração extra, que seria o ganho real do investidor. O valor desta remuneração extra oferecida depende de diversos fatores da economia e portanto varia diariamente, ou seja, a cada dia, o título é ofertado com uma remuneração diferente. No entanto ao comprar este título com a remuneração ofertada no dia, esta será a remuneração paga ao investidor até o vencimento do mesmo.

Uma questão relevante para a determinação do rendimento do título é a tributação sobre os rendimentos deste tipo de aplicação. Aplicações financeiras com prazo de resgate superior a dois anos tem os lucros tributados em 15%. No caso do IPCA+, os lucros são compostos pela inflação mais o rendimento ofertado. Sendo assim, o imposto também é pago sobre a inflação, o que significa que quanto maior a inflação, menor será o lucro real (livre de impostos) do investidor.

Para avaliar o efeito do imposto sobre o rendimento do título, levantou-se no site do Tesouro Direto a média do valor ofertado para o Título IPCA+ (2035) a cada ano (mostrado na coluna Taxa), acompanhado do valor oficial do índice IPCA, fornecido no site do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2018). Os dados são exibidos na tabela abaixo:

Tabela 4 - Histórico de rendimento real do Título IPCA + 2035

Ano	IPCA	Taxa (a.a.)	Total (a.a.)	Imposto	Custódia	Rendimento real	% Real
2010	5,91%	6,04%	12,31%	1,85%	0,34%	3,98%	65,87%
2011	6,50%	5,74%	12,61%	1,89%	0,34%	3,65%	63,52%
2012	5,84%	4,71%	10,83%	1,62%	0,33%	2,86%	60,76%
2013	5,91%	5,18%	11,40%	1,71%	0,33%	3,25%	62,75%
2014	6,41%	6,29%	13,10%	1,97%	0,34%	4,12%	65,57%
2015	10,67%	6,59%	17,96%	2,69%	0,35%	3,84%	58,20%
2016	6,27%	6,28%	12,94%	1,94%	0,34%	4,13%	65,83%
2017	2,95%	5,33%	8,44%	1,27%	0,33%	3,78%	71,01%
						Média =	64,19%

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

A coluna Total representa o valor do rendimento bruto, composto pelo rendimento da inflação mais taxa, dado pela fórmula:

$$\text{Total} = (1 + \text{IPCA}) \times (1 + \text{Taxa}) - 1 \quad (4)$$

Para apurar o rendimento real, retirou-se o imposto de 15% e também a taxa de custódia de 0,3% a.a. sobre o valor do título. A taxa de custódia é cobrada sobre o valor total do título, proporcionalmente ao tempo que o investidor detém o mesmo. Esta taxa é cobrada para todos os títulos do Tesouro Direto, (TESOURO DIRETO, 2018).

A coluna % Real representa o rendimento real dividido pela taxa. Portanto nos últimos oito anos o tesouro IPCA oferta títulos em média, com um rendimento real equivalente a 64,19% da taxa oferecida. Este valor é uma aproximação, visto que o índice de inflação utilizado para calcular o rendimento em cada ano, é o IPCA referente àquele ano. Portanto só seria possível apurar o rendimento exato do título sabendo qual o índice de inflação exato de todos os anos até o vencimento do mesmo, calculando qual o rendimento real para cada ano. Por questão de simplificação foi adotado o método explicado acima, que mostra qual a média da taxa de rendimento real paga pelo Tesouro direto nos títulos IPCA+ 2035.

No ano de 2018, a média da taxa oferecida pelo tesouro direto até o mês de Maio foi 5,2% a.a. Portanto a taxa de rendimento real estimada para um investidor que adquirir este título seria de 3,34%.

Como mencionado no referencial teórico, a TMA deve ser adotada com base no custo de oportunidade, que seria o rendimento mínimo de uma segunda opção de mercado, neste caso considerada como o rendimento real do Tesouro IPCA+. Além disso, o referencial teórico mostra a necessidade de adotar um prêmio pelo risco. Adotou-se o prêmio pelo risco com base nas diversas incertezas presentes no estudo, ou seja, valores estimados que podem apresentar diferenças no decorrer da vida do investimento.

Para acrescentar o prêmio pelo risco, multiplicou-se o valor do rendimento real por 2,5, resultando em uma TMA real de 8,35%. Tal operação foi feita com base em uma adaptação da regra proposta por Rottmann (2017). A adaptação consiste em utilizar a taxa de variação real do tesouro IPCA+ ao invés da taxa do CDI real. Tal adaptação foi realizada considerando-se que o investimento em energia fotovoltaica é de longo prazo e portanto um investimento alternativo também de longo prazo (IPCA+ 2035) estaria mais adequado neste estudo.

A TMA real, como mostrado no referencial teórico, é a taxa mínima de atratividade livre de inflação, e portanto esta é empregada em um fluxo de caixa ajustado (valores já descontados pela taxa de inflação).

3.2.2 Inflação

A inflação é um fenômeno que traz uma alta generalizada de preços, impactando a análise econômica feita para os sistemas considerados neste estudo. A inflação impactará o preço pago pela energia elétrica, os custos de manutenção, a troca dos inversores, entre outros itens do fluxo de caixa.

Com a finalidade de facilitar a análise, adotou-se fluxos de caixa ajustados, ou seja, cujos valores de entrada e saída são representados no fluxo já descontados pela taxa de inflação. Isto quer dizer que entradas ou saídas periódicas que tiverem valores ajustados apenas pela inflação (taxa de crescimento real de 0%) são representados no fluxo de caixa a valores constantes. Isto ocorre pois, as variações nos preços consideradas no fluxo de caixa ajustado são apenas as variações reais. Por exemplo, se o preço da energia elétrica não tiver reajustes reais, o valor da tarifa será o mesmo do primeiro ao último ano. O mesmo vale para o custo de troca de inversores, que por serem considerados corrigidos apenas pela inflação, são representados no fluxo de caixa com o mesmo valor em anos diferentes.

Ao adotar um fluxo de caixa ajustado, a TMA adotada também será a TMA real (cujo valor não inclui a inflação) e a TIR e TIRM calculadas também são valores reais. Desta maneira ao final da análise o investidor poderá saber qual seu ganho acima da inflação ou sua perda abaixo da mesma.

3.2.3 Valor da tarifa de energia elétrica

O valor da tarifa de energia elétrica é de extrema importância na avaliação econômico-financeira dos sistemas fotovoltaicos. Variações no valor da tarifa geram fortes impactos na rentabilidade deste investimento, como já demonstrado na figura 8, em que são comparados os gráficos do fluxo de caixa para diferentes tarifas.

O valor da tarifa de energia elétrica é determinado pela ANEEL, e no site da agência ficam disponíveis os valores atuais da energia elétrica que será cobrado por cada distribuidora para cada grupo de consumo (residencial, industrial, rural, etc.). A tarifa utilizada para compor

os fluxos de caixa é a tarifa do grupo B1, que corresponde ao grupo residencial. Apesar do Sistema 1 ser um sistema com potência instalada maior do que sistemas usualmente utilizados em residências, este será avaliado como um sistema residencial e portanto também estará sujeito à mesma tarifa que os outros, facilitando desta forma a comparação entre sistemas. Logo considera-se que o Sistema1 é um sistema residencial de grande porte e portanto os resultados obtidos são referentes a um investidor que opta por instalar um sistema deste porte em sua residência, que neste caso deve ser uma residência com alto consumo de energia.

No estudo também adota-se a premissa de que a bandeira tarifária vigente é sempre a bandeira verde. Esta premissa é conservadora, pois na prática existirão diversos momentos em que a bandeira tarifária será amarela ou vermelha, fazendo com que as receitas geradas pelo sistema sejam maiores. Esta premissa é adotada pois não é possível prever ao longo dos 25 anos quando e por quanto tempo tais bandeiras serão adotadas pela ANEEL, uma vez que estas são totalmente dependentes de fatores meteorológicos. As bandeiras tarifárias são alteradas conforme usinas termoeletricas são ativadas, o que ocorre quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas está baixo devido a períodos de seca.

3.2.3.1 Cálculo no valor da tarifa

Segundo o *site* da CPFL Energia (2018), que é a concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica na região onde os sistemas estão instalados, o valor da tarifa de energia elétrica é composto por: custos de geração, transmissão, distribuição e tributos. O valor divulgado no Ranking das Tarifas disponível no site da ANEEL (2018), inclui o valor referente à geração, transmissão e distribuição. Portanto o valor dos tributos devem ser calculados e somados à este valor para compor o preço pago pelo consumidor final. Os tributos que incidem sobre a conta de luz são: PIS (Programa de Integração Social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e CIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública). Não considerou-se a CIP no cálculo da tarifa utilizada neste estudo, pois esta deverá ser paga de qualquer forma pelo investidor. Ou seja, ao instalar o sistema fotovoltaico, o investidor não economizará o valor deste tributo e portanto este não representa uma entrada no fluxo de caixa.

O valor do ICMS varia de acordo com a faixa de consumo mensal, sendo que para um consumo acima de 200kWh ao mês, o ICMS tem uma alíquota de 25%. No presente estudo, adotou-se a premissa de que o ICMS será de 25%, visto que todos os sistemas apresentados produzem uma quantidade de energia superior à 200kWh por mês.

Já os tributos PIS e COFINS são calculados de forma não cumulativa. Segundo o site da CPFL Energia (2018), o regime não cumulativo “define-se pela aplicação das alíquotas de 1,65% para PIS e de 7,6% para COFINS sobre o total líquido entre a receita bruta e determinados abatimentos permitidos nas bases legais citadas”. Portanto neste regime a alíquota paga pelo consumidor varia de um mês para o outro, de acordo com o volume de créditos (custos) e débitos (vendas) apurados mensalmente pelas distribuidoras (CPFL ENERGIA, 2018).

Tendo em vista que PIS e COFINS juntos têm uma alíquota de 9,25%, e que apenas parte destes tributos são pagos pelo consumidor, pois estes são pagos pelo regime não cumulativo, adota-se para o presente estudo uma taxa de 5% para estes tributos (PIS + COFINS = 5%). Esta é apenas uma estimativa, visto que o valor varia a cada mês de acordo com os créditos das distribuidoras e portanto não é possível prever tal valor com precisão.

Segundo a cartilha fornecida pela ANEEL (2008), o valor pago pelo usuário é definido pela fórmula:

$$\text{Valor cobrado do consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (5)$$

O valor da tarifa publicada pela ANEEL para a CPFL Piratininga (Concessionária da cidade de Vinhedo) é de R\$ 0,466/ KWh, vigente desde outubro de 2017. Tal valor foi obtido no Ranking de Tarifas da ANEEL, e conferido no site da CPFL.

Aplicando os valores adotados na fórmula, obtém-se o valor a ser cobrado do consumidor, que é de R\$ 0,6657/KWh. Ao multiplicar-se este valor pela quantidade de energia produzida por cada sistema, obtém-se os valores positivos (entradas) do fluxo de caixa.

3.2.4 Aumento no valor da tarifa

Para a determinação do aumento real do valor das tarifas de energia elétrica, foram levantados os dados históricos dos relatórios do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado mensalmente pelo (IBGE, 2018). Nos relatórios mensais, são exibidos os aumentos de diversos produtos vendidos no Brasil, sendo um deles a Energia Elétrica Residencial. Com os dados obtidos nestes relatórios, modelou-se a tabela 5, onde é comparado o aumento no valor das tarifas em cada ano em comparação com o índice de inflação.

Tabela 5 – Variações no valor do IPCA e tarifa de energia elétrica

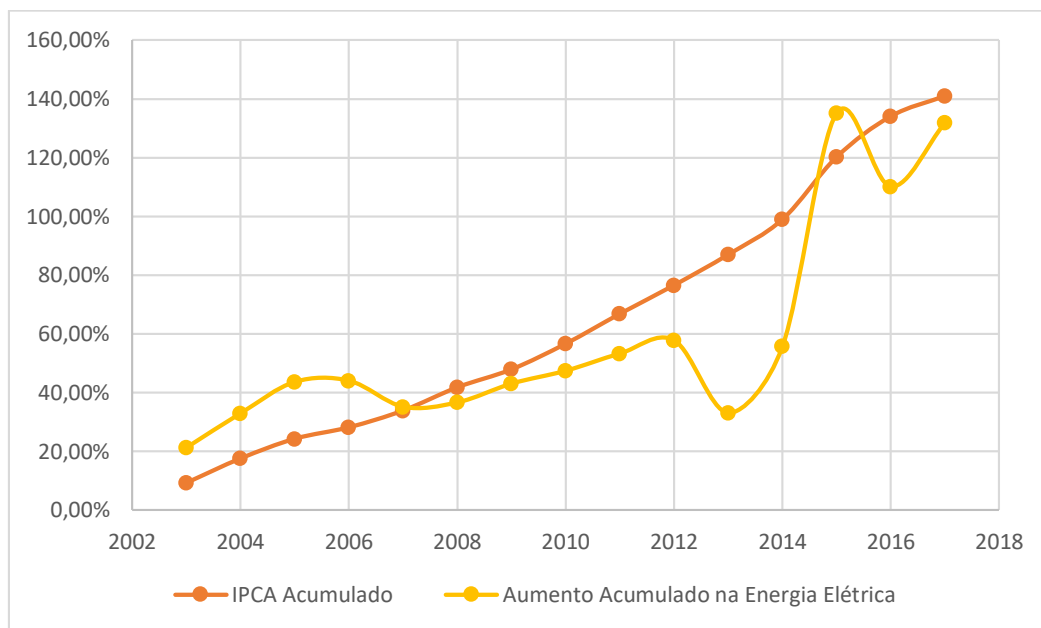
Ano	IPCA	Energia Elétrica	Variação real	Var. Real Acumulada
2003	9,30%	21,31%	10,99%	10,99%
2004	7,60%	9,64%	1,90%	13,09%
2005	5,69%	8,03%	2,21%	15,60%
2006	3,14%	0,27%	-2,78%	12,38%
2007	4,46%	-6,16%	-10,17%	0,95%
2008	5,90%	1,11%	-4,52%	-3,61%
2009	4,31%	4,68%	0,35%	-3,27%
2010	5,91%	3,06%	-2,69%	-5,87%
2011	6,50%	3,97%	-2,38%	-8,11%
2012	5,84%	2,93%	-2,75%	-10,64%
2013	5,91%	-15,66%	-20,37%	-28,84%
2014	6,41%	17,06%	10,01%	-21,71%
2015	10,67%	51,00%	36,44%	6,82%
2016	6,29%	-10,66%	-15,95%	-10,22%
2017	2,95%	10,35%	7,19%	-3,76%

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Como é possível observar na tabela, a média de evolução de preços da tarifa de energia elétrica no Brasil é muito volátil. Após o valor da tarifa ficar defasado durante anos, este foi fortemente reajustado nos anos de 2014 e 2015, trazendo uma alta de mais de 50% no valor das tarifas. Segundo Lacchini (2017), as projeções são feitas com base em um histórico passado, e nada pode garantir que no futuro, os mesmos eventos se repetirão, sendo prova disto a redução feita no ano de 2013, devido à questões políticas do governo daquela época.

Apesar da volatilidade, a tabela mostra que ao considerar períodos mais longos, a tarifa de energia elétrica tende a acompanhar a inflação. A variação real acumulada do ano de 2003 até 2017 (período de 15 anos) foi de apenas -3,76% a.a., mostrando que apesar de em alguns períodos o valor da energia ficar defasado, este acompanha o índice de inflação ao longo prazo. Isto pode ser melhor observado no gráfico da figura 10, onde comparam-se os valores de inflação acumulada e aumento acumulado no valor da energia elétrica.

Figura 10 – Comparação do IPCA com a variação da tarifa de energia elétrica



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Como apontado por Lacchini (2017), os valores dos anos de 2013 e 2014 podem ser considerados anômalos e portanto ocorre uma forte correção no ano de 2015. Deve-se levar em conta que esta anomalia ocorreu em um período de extrema instabilidade política e durante a mais profunda crise econômica já registrada no Brasil. Ao desconsiderar as anomalias, seria obtido um gráfico onde a variação acumulada no valor da energia elétrica caminhará muito próximo à inflação acumulada.

Levando em conta a pequena variação acumulada (-3,76% a.a. em 15 anos) e desconsiderando os valores anômalos como citado no último parágrafo, considera-se no presente estudo que para o prazo de 25 anos de vida dos sistemas fotovoltaicos, a energia elétrica crescerá no mesmo ritmo que a inflação, e portanto considera-se que seu crescimento real será 0%.

É seguro afirmar que a energia elétrica não crescerá exatamente no mesmo ritmo que a inflação durante os próximos 25 anos, podendo em alguns momentos ter um crescimento acumulado acima desta e em outros momentos abaixo da mesma, porém como ponderado anteriormente, a tendência é que não se afaste muito da evolução da inflação. Também não é possível prever quando e quanto o crescimento da tarifa irá variar em relação à inflação. Para avaliar tal questão realizou-se a análise de sensibilidade, que será tratada mais adiante.

3.2.5 Redução na eficiência dos módulos

Com o tempo de uso, os sistemas fotovoltaicos são desgastados e portanto têm sua eficiência diminuída, produzindo menos energia do que quando eram novos. A degradação do sistema depende da tecnologia utilizada e da qualidade dos módulos, no entanto a maior parte dos estudos estima que após 25 anos a capacidade do sistema será de aproximadamente 80% da inicial.

Os trabalhos citados no referencial teórico consideram uma degradação que varia de 0,5% até 1%. No entanto a maior parte deles utiliza valores intermediários, ficando entre 0,7% e 0,8%. Portanto será adotada uma redução na eficiência de 0,8% a.a., o mesmo valor adotado por Miranda (2014), e que dentre os trabalhos citados no referencial, é inferior apenas ao valor utilizado por Carvalho, Abreu e Correia Neto (2017). Por ser um valor maior ou igual ao utilizado na maior parte dos estudos, considera-se este conservador. Quanto maior a redução na eficiência dos módulos, mais conservadora torna-se a análise, visto que a menor produção de energia reduzirá as entradas no fluxo de caixa.

A degradação de 0,8% a.a. adotada fará com que após os 25 anos de funcionamento o sistema tenha uma eficiência de aproximadamente 82% do valor inicial, valor que está dentro dos parâmetros indicados pela literatura especializada e também do que é garantido pelos fabricantes.

3.2.6 Vida do sistema

Os sistemas, já apresentados nas tabelas 2 e 3, foram instalados em diferentes datas e portanto começaram a operar em momentos diferentes. Os primeiros a serem instalados foram os sistemas 1 e 2, que começaram a operar em setembro de 2016, sendo que o último a ser instalado foi o sistema 3, em maio de 2017. Porém neste estudo considera-se que todos os sistemas iniciam a operação em abril de 2017, igualando o período de vida de todos os sistemas. Tal definição facilita a realização da análise.

Esta premissa pode ser adotada sem grandes prejuízos, pois apesar de existir uma depreciação no rendimento dos módulos FV, a qual é estimada em 0,8% a.a., a variação na produtividade do primeiro mês considerado será muito pequena e não afetará o estudo.

Será considerado que todos os sistemas presentes neste trabalho terão vida útil de 25 anos, como é especificado pela empresa e pelo fabricante dos módulos. Na revisão bibliográfica, diversos estudos também utilizam este tempo de vida, o qual é praticamente um

consenso na bibliografia especializada. Faz-se necessário dizer que este tempo de vida é referente aos módulos FV, pois outros componentes do sistema possuem tempos de vida diferentes e deverão ser substituídos durante os 25 anos considerados no estudo. Esta questão será abordada no item referente à manutenção dos sistemas.

Outra consideração feita em relação à vida do sistema, é o valor residual ao fim da vida útil. De acordo com Lacchini (2017), no atual ritmo de evolução tecnológica dos sistemas FV e decréscimo dos preços, após os 25 anos de vida do sistema, este não será mais atrativo para que exista um mercado de segunda mão para tais componentes. Logo, considera-se o valor residual como nulo.

3.2.7 Capital inicial investido

O capital inicial necessário para a implantação de cada sistema foi fornecido pela empresa, e os valores encontram-se disponíveis na tabela 2. Como mostrado na revisão bibliográfica, alguns estudos consideram que parte do capital inicial é financiado a uma determinada taxa de juros. No entanto neste trabalho não será adotado nenhum tipo de financiamento, sendo todo o valor referente ao capital inicial, pago pelo investidor na data da entrega do sistema.

Tal premissa foi adotada porque pretende-se comparar a atratividade do investimento em energia fotovoltaica com outros investimentos disponíveis no mercado financeiro como por exemplo o Tesouro Direto (títulos públicos). Ou seja, parte-se do princípio que o investidor tem todo o capital necessário, e está tentando optar entre investir este capital em um sistema fotovoltaico ou investi-lo no Tesouro Direto. Para fazer tal comparação não faria sentido financiar o sistema ou parte dele.

3.2.8 Custo da disponibilidade

A legislação brasileira determina a cobrança de um valor mínimo de energia por cada residência, sendo este valor chamado de custo da disponibilidade. Ou seja, o consumidor é obrigado a consumir um valor mínimo de energia a cada mês, e caso não consuma este mínimo, será cobrado por ele de qualquer maneira. Esta cobrança é feita para remunerar a empresa distribuidora pela conexão à rede elétrica. Este valor mínimo de energia é de 30 kWh mensais

para conexão monofásica, 50 Wh mensais para bifásica e 100 kWh mensais para trifásica (ANEEL, 2016).

Para o presente estudo, considera-se que os sistemas fotovoltaicos analisados produzem apenas uma parcela da energia consumida pela edificação. Portanto a conta de luz paga pelas residências consideradas neste estudo, ainda é superior ao custo da disponibilidade. Desta maneira, toda a energia produzida pelos sistemas, converte-se em economia na conta de luz. Feita tal consideração, o custo de disponibilidade não terá relevância para a análise.

3.2.9 Manutenção do sistema

Para que o sistema fotovoltaico funcione corretamente, é necessário realizar manutenções periódicas que trazem custos ao investidor e portanto representarão valores negativos no fluxo de caixa. Outros trabalhos também levam em conta o custo de manutenção do sistema, como Miranda (2014), que considera um custo de 150 reais ao ano corrigidos pela inflação ao longo de toda a vida útil do sistema. Estes custos estão relacionados por exemplo à lavagem dos módulos, sobre os quais acumula-se poeira, reduzindo a eficiência do sistema. Eventuais trocas de pequenos componentes que podem apresentar desgaste também são inclusos neste custo.

A empresa responsável pela instalação dos sistemas estudados neste trabalho, oferece aos seus clientes o serviço de manutenção, em que está incluso a lavagem dos módulos duas vezes ao ano e a verificação de peças e cabos essenciais ao funcionamento do sistema. Tal serviço é oferecido com o custo de 0,5% a.a. do custo inicial do sistema. Este valor será considerado no fluxo de caixa e para isto será corrigido pela inflação todos os anos.

Há um segundo custo de manutenção do sistema, o qual está relacionado à troca dos inversores a cada 10 anos de funcionamento. Como já mostrado na revisão bibliográfica, este é um custo elevado que afeta o fluxo de caixa e os indicadores utilizados na análise, logo é de grande importância a consideração do mesmo.

Lacchini (2017) faz uma estimativa pessoal do custo da troca do inversor de 30% do capital inicial investido no sistema. Já Costa (2015) afirma que este custo pode variar de 20 a 30% do custo inicial do sistema a depender do tamanho do sistema, sendo um dos fatores que pode influenciar o custo do sistemas como mostrado na figura 6.

Considera-se no presente estudo que serão necessárias duas trocas de inversores para os sistemas, uma no décimo e outra no vigésimo ano. Adota-se tal premissa com base na revisão bibliográfica, onde todos os trabalhos que fizeram considerações sobre o tempo de vida útil dos

inversores, consideraram-no como dez anos. Este também é o tempo de vida útil estimado pelos próprios fabricantes.

O custo destas trocas será estimado de acordo com o gráfico da figura 6 e com os valores dos dois estudos citados logo acima. Portanto para sistemas de 0 a 1,5 KWp assume-se o valor de 30%, para sistemas de 1,5 a 3kWp o valor é de 26% de 3 a 5kWp o valor é de 23%, para sistemas de 5 a 10kWp o valor é de 22,5% e acima de 10kWp o valor é de 20%. A tabela abaixo mostra os valores que serão considerados na troca dos inversores em cada sistema analisado neste estudo.

Tabela 6 – Custo da troca do inversor dos sistemas

Sistema	Potência instalada	Custo da troca do inversor
Sistema 1	12,48	20%
Sistema 2	3,18	25%
Sistema 3	7,15	22,5%
Sistema 4	6,76	22,5%
Sistema 5	2,39	27,5%

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

3.2.10 Seguro do sistema

É importante contratar um seguro para o sistema fotovoltaico a fim de diminuir o risco para o investidor no caso do sistema ser afetado por condições climáticas extremas, que podem ocorrer durante os 25 anos de vida útil. Os custos do seguro, assim como os outros, devem ser levados em conta na análise. Este estudo adota um valor de seguro de 1% a.a. do valor investido no sistema, o mesmo que é recomendado por IRENA (2017). O valor adotado é conservador, uma vez que outros estudos como o de Lacchini (2017) adota uma taxa de 1% para seguro mais manutenção.

3.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

No item anterior foram especificadas quais as premissas utilizadas para realizar a análise de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos. Alguns valores adotados são uma estimativa feita com base na bibliografia, no entanto, tais variáveis podem assumir valores diferentes, causando um impacto na viabilidade econômica de cada sistema.

Para poder analisar de maneira mais profunda o impacto causado pela mudança de tais valores, realizou-se uma análise de sensibilidade para quatro variáveis: Aumento real no valor da tarifa, Valor do PIS/COFINS, Redução da eficiência dos módulos fotovoltaicos e TMA.

3.3.1 Aumento real no valor da energia

Inicialmente o valor adotado para variação real no valor da tarifa da energia elétrica foi de 0% a.a. Realizou-se a análise de sensibilidade com variações reais de -1,5% a.a. a 1,5% a.a. em intervalos de 0,5%. A análise esclarece qual o impacto no VPL e na TIRM com tais variações no valor da tarifa de energia.

Ainda é importante ressaltar que tanto no estudo quanto na análise de sensibilidade, o aumento no valor da tarifa é considerado constante, portanto ao realizar uma análise com variação de 1,5% a.a., considera-se que a cada ano a tarifa de energia elétrica fica 1,5% mais cara. O mesmo ocorre para os outros valores de aumento no valor da tarifa.

3.3.2 Valor do PIS/COFINS

Como apresentado nas premissas adotadas, o valor relativo aos tributos PIS/COFINS é variável e adotou-se para o cenário principal o valor de 5%. Para avaliar o impacto das variações destes tributos, realizou-se a análise de sensibilidade variando o valor do PIS/COFINS entre 2% e 8% em intervalos de 1%. Com isso buscou-se uma maior compreensão dos impactos no VPL e TIRM decorrentes de diferentes taxas.

Ainda é importante ressaltar que nesta análise, adota-se taxas constantes para todos os períodos do fluxo de caixa, ou seja, a análise realizada para PIS/COFINS com determinado valor considera que em todos os anos o valor cobrado é o mesmo. Na prática os valores variam a cada mês, porém estende-se que o valor adotado funciona como uma média.

3.3.3 Redução na eficiência dos módulos

Para a realização da análise de viabilidade econômica, adotou-se o valor de 0,8% a.a. para a redução na eficiência dos módulos. No entanto este valor varia de acordo com diferentes fabricantes e outras questões que podem fazer com que exista um desgaste maior ou menor do sistema. Tendo em vista esta provável variação, realizou-se uma análise de sensibilidade para avaliar os impactos no VPL e TIRM decorrentes de uma maior ou menor desgaste do sistema. A análise é feita variando a perda de eficiência dos módulos entre os valores de 0,6% a 1,0% em intervalos de 0,1%.

Em cada análise considerou-se o valor adotado como constante para todo o período do fluxo de caixa. Portanto, na análise feita por exemplo para perda de eficiência de 1% a.a., considera-se que em todos os anos a redução será a mesma e seu valor será de 1%.

3.3.4 TMA

Determinou-se a TMA com base na rentabilidade real do título público IPCA+. Ao rendimento real do título, aplicou-se a regra proposta por Rottmann (2017) para a determinação da TMA. No entanto, diferentes investidores podem ter diferentes TMAs e portanto realizou-se uma análise de sensibilidade para determinar os efeitos de diferentes taxas no VPL e na TIRM. A TIR não é afetada pela TMA, no entanto a TIRM será afetada pois a TMA foi utilizada como taxa de financiamento e reinvestimento, como já explicado anteriormente nas premissas adotadas.

A regra proposta por Rottmann (2017) diz que a taxa do CDI deve ser multiplicada por um valor entre dois e três para ser utilizada como TMA. Neste caso está sendo utilizada uma média da taxa de rentabilidade real do tesouro IPCA+, que na análise principal foi multiplicada por 2,5. Para realizar a análise de sensibilidade a taxa foi multiplicada por valores entre 2 e 3 em intervalos de 0,25.

3.4 SIMULAÇÃO PELO MÉTODO DE MONTE CARLO

Após a análise de sensibilidade, com a qual avaliou-se a alteração do fluxo de caixa e dos indicadores para a mudança de valor de apenas uma variável por vez, realizou-se diversas simulações utilizando o método de Monte Carlo. Este método possibilita a criação de cenários totalmente aleatórios, onde em cada cenário as variáveis recebem valores escolhidos dentro de um determinado intervalo.

Para cada sistema fotovoltaico avaliado neste estudo foram realizadas dez mil simulações utilizando este método. Portanto foram criadas dez mil possibilidades diferentes de fluxos de caixa para cada sistema. Nesta simulação, os parâmetros utilizados foram os mesmos da análise de sensibilidade, ou seja, aumento real no valor da energia variando entre -1,5% e 1,5%, alíquota do PIS/COFINS variando entre 2% e 8% e redução anual da eficiência dos módulos variando entre 0,6% a 1%. A TMA foi mantida constante nesta análise, possuindo um valor de 8,35%.

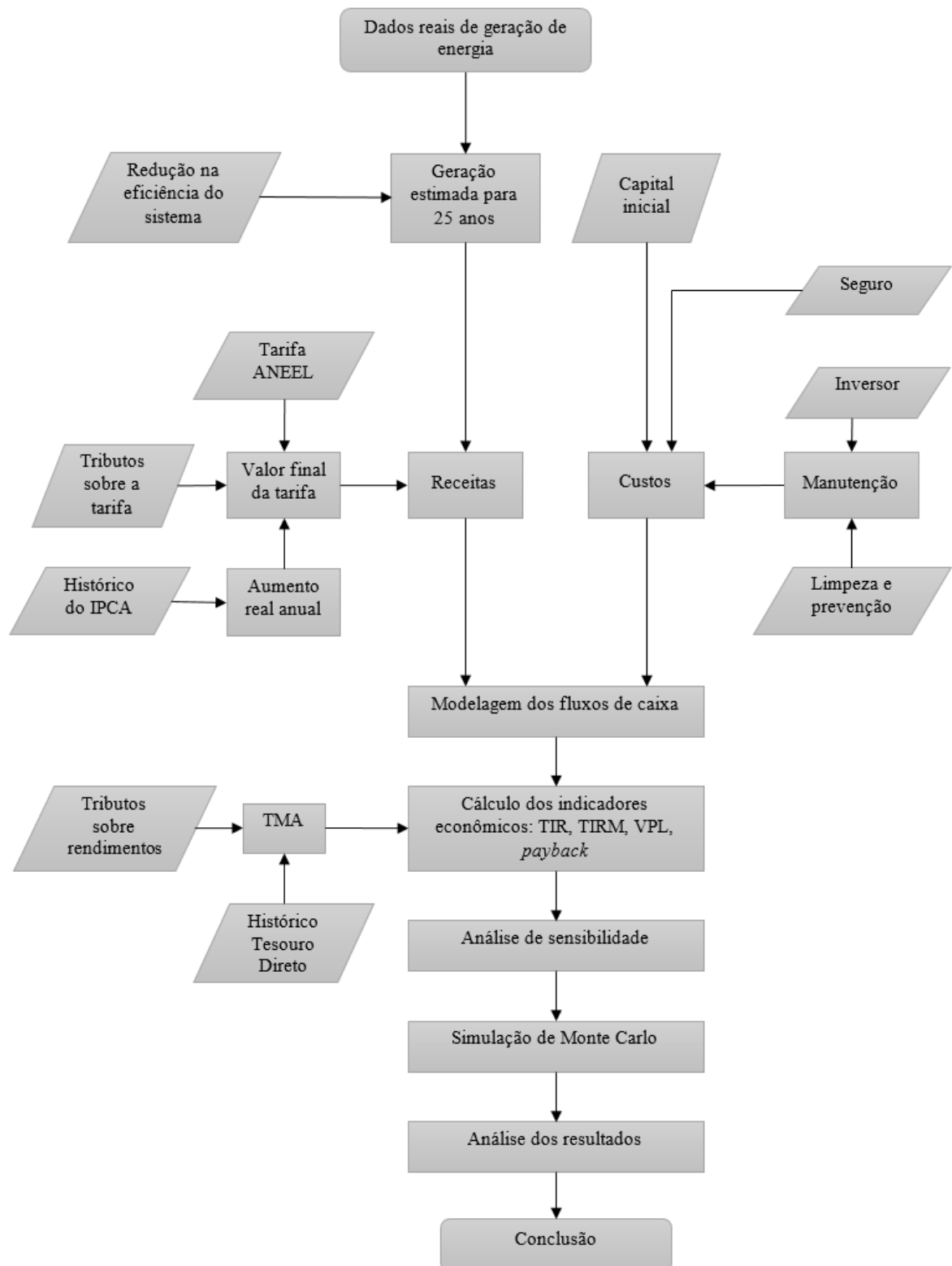
Cada fluxo de caixa possui 25 anos de duração, sendo que novos valores foram adotados aleatoriamente para cada período do fluxo. Portanto gerou-se cada um dos dez mil cenários sorteando-se valores para os três parâmetros em cada ano considerado. Com isso para cada ano do fluxo de caixa considera-se um novo valor de tarifa de energia, alíquota de PIS/COFINS e perda na eficiência.

As simulações foram realizadas em planilha eletrônica, utilizando o Microsoft Excel. Este software gerou os valores aleatórios para as variáveis estudadas e realizou todos os cálculos do fluxo de caixa. Para avaliar os resultados obtidos em cada simulação, utilizou-se o VPL. Portanto para cada fluxo de caixa criado na simulação, calculou-se o VPL de maneira a avaliar se aquele fluxo em questão apresentava viabilidade econômica (VPL maior ou igual a zero). Para avaliar os resultados de maneira conjunta, resumiu-se os valores de VPL obtidos em cada simulação em um histograma de frequências, e também em tabelas com dados de estatística descritiva, como: valor máximo e mínimo, média, amplitude e desvio padrão.

3.5 FLUXOGRAMA DO TRABALHO

O fluxograma apresentado na figura 11 representa o método utilizado no presente trabalho. Este inicia-se com a obtenção dos dados de geração e custos de cada sistema, passando pelo processamento dos dados e chegando à análise dos resultados obtidos.

Figura 11 – Fluxograma do método utilizado



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

Abaixo são apresentados os fluxos de caixa de cada sistema juntamente com os resultados de VPL, TIR, TIRM, *Payback* e *Payback* descontado para cada sistema. Após isso, são apresentados os resultados obtidos para a análise de sensibilidade.

4.1 SISTEMA 1

O fluxo de caixa do sistema 1 é exibido na tabela abaixo juntamente com as informações de energia gerada, receitas e despesas.

Tabela 7 – Fluxo de caixa do sistema 1

Ano	Energia gerada (KWh)	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	FC Acum. (R\$)	FC Acumulado Descontado (R\$)
0	0	0,00	67.000,00	-67.000,00	-67.000,00	-67.000,00	-67.000,00
1	18.248	12.147,69	1.005,00	11.142,69	10.283,98	-55.857,31	-56.716,02
2	18.102	12.050,51	1.005,00	11.045,51	9.408,67	-44.811,79	-47.307,35
3	17.957	11.954,11	1.005,00	10.949,11	8.607,80	-33.862,69	-38.699,56
4	17.814	11.858,48	1.005,00	10.853,48	7.875,05	-23.009,21	-30.824,51
5	17.671	11.763,61	1.005,00	10.758,61	7.204,63	-12.250,60	-23.619,88
6	17.530	11.669,50	1.005,00	10.664,50	6.591,24	-1.586,11	-17.028,65
7	17.389	11.576,14	1.005,00	10.571,14	6.030,03	8.985,04	-10.998,62
8	17.250	11.483,53	1.005,00	10.478,53	5.516,57	19.463,57	-5.482,05
9	17.112	11.391,67	1.005,00	10.386,67	5.046,80	29.850,24	-435,25
10	16.975	11.300,53	14.405,00	-3.104,47	-1.392,19	26.745,77	-1.827,44
11	16.840	11.210,13	1.005,00	10.205,13	4.223,77	36.950,89	2.396,33
12	16.705	11.120,45	1.005,00	10.115,45	3.864,01	47.066,34	6.260,34
13	16.571	11.031,48	1.005,00	10.026,48	3.534,86	57.092,82	9.795,21
14	16.439	10.943,23	1.005,00	9.938,23	3.233,73	67.031,05	13.028,94
15	16.307	10.855,69	1.005,00	9.850,69	2.958,24	76.881,74	15.987,18
16	16.177	10.768,84	1.005,00	9.763,84	2.706,19	86.645,58	18.693,36
17	16.047	10.682,69	1.005,00	9.677,69	2.475,60	96.323,27	21.168,96
18	15.919	10.597,23	1.005,00	9.592,23	2.264,64	105.915,50	23.433,60
19	15.792	10.512,45	1.005,00	9.507,45	2.071,64	115.422,95	25.505,24
20	15.665	10.428,35	14.405,00	-3.976,65	-799,72	111.446,30	24.705,52
21	15.540	10.344,92	1.005,00	9.339,92	1.733,55	120.786,22	26.439,07
22	15.416	10.262,16	1.005,00	9.257,16	1.585,78	130.043,38	28.024,85
23	15.292	10.180,07	1.005,00	9.175,07	1.450,59	139.218,45	29.475,43
24	15.170	10.098,63	1.005,00	9.093,63	1.326,92	148.312,08	30.802,35
25	15.049	10.017,84	1.005,00	9.012,84	1.213,78	157.324,91	32.016,13

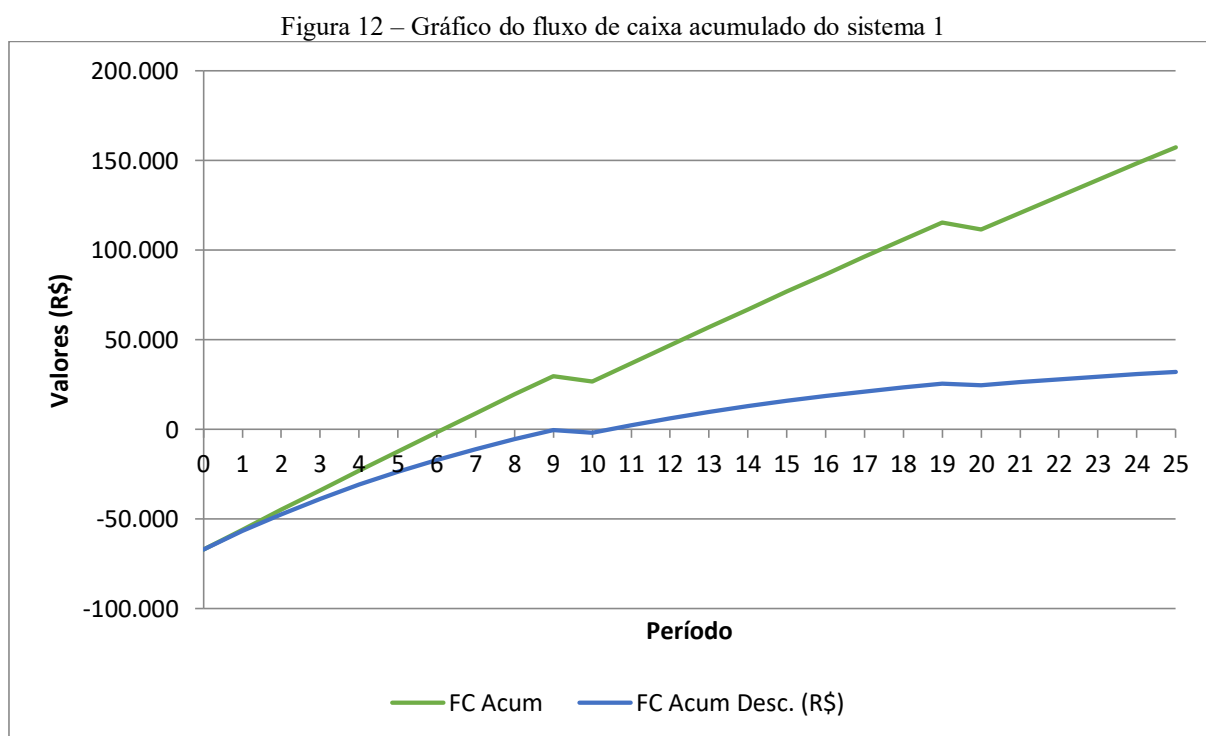
Obs.: Valores em negrito representam o *payback* simples e descontado.

Fonte: elaborado pelo autor (2018).

Inicialmente, na coluna Energia Gerada, é possível observar uma diminuição dos valores a cada ano, que ocorre devido à redução na eficiência dos módulos fotovoltaicos. Com a menor produção de energia, observa-se uma receita também decrescente a cada ano. Na

coluna despesas, os valores são constantes, com exceção os valores nos anos dez e vinte, uma vez que nestas datas são realizadas as trocas de inversores, cujo custo é elevado. Já para os outros anos os valores constantes referem-se à manutenção, limpeza e seguro do sistema.

Ao analisar o fluxo de caixa acumulado do sistema 1, com potência instalada de 12,48 KWp, observa-se que o *payback* simples ocorre no início do sétimo ano, enquanto o fluxo de caixa acumulado descontado mostra que o *payback* descontado ocorre apenas no décimo primeiro ano. O gráfico da figura 12, onde são ilustrados os fluxos de caixa acumulados descontado e não descontado, mostra a ocorrência do *payback* simples e descontado, quando o gráfico cruza o eixo horizontal.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

O VPL calculado para o fluxo de caixa do sistema 1 foi de R\$ 32.016,13, mostrando que o sistema além de ser viável, ainda proporcionará lucros acima da TMA do investidor. Um VPL igual a zero, mostraria que o investimento é viável e sua rentabilidade seria exatamente a TMA do investidor.

A TIR calculada para este investimento é de 14,27%, como já esperado, um valor acima da TMA do investidor, o que também indica atratividade no investimento. No entanto, como explicado na revisão bibliográfica, este indicador traz algumas falhas em sua análise, sendo mais apropriada a utilização da TIRM, cujo valor para o sistema 1 foi de 10,01%. Logo,

como a TIRM está acima da TMA do investidor (8,35%), o investimento também é considerado viável.

Observa-se que há uma grande diferença entre o valor da TIR e TIRM. Isto ocorre, pois no cálculo da TIR os valores de entrada do fluxo de caixa são reinvestidos à esta mesma taxa, enquanto na TIRM estes são reinvestidos à TMA do investidor e as saídas são descontadas à uma taxa de empréstimo também igual à TMA.

4.2 SISTEMA 2

O fluxo de caixa do sistema 2 é exibido na tabela 8 juntamente com as informações de energia gerada, receitas e despesas.

Tabela 8 – Fluxo de caixa do sistema 2

Ano	Energia gerada (KWh)	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	FC Acum. (R\$)	FC Acumulado Descontado (R\$)
0	0	0,00	28.000,00	-28.000,00	-28.000,00	-28.000,00	-28.000,00
1	4.188	2.788,16	420,00	2.368,16	2.185,66	-25.631,84	-25.814,34
2	4.155	2.765,85	420,00	2.345,85	1.998,22	-23.285,99	-23.816,13
3	4.122	2.743,73	420,00	2.323,73	1.826,83	-20.962,26	-21.989,30
4	4.089	2.721,78	420,00	2.301,78	1.670,12	-18.660,49	-20.319,18
5	4.056	2.700,00	420,00	2.280,00	1.526,83	-16.380,49	-18.792,35
6	4.023	2.678,40	420,00	2.258,40	1.395,81	-14.122,08	-17.396,53
7	3.991	2.656,97	420,00	2.236,97	1.276,02	-11.885,11	-16.120,51
8	3.959	2.635,72	420,00	2.215,72	1.166,50	-9.669,39	-14.954,01
9	3.928	2.614,63	420,00	2.194,63	1.066,35	-7.474,76	-13.887,66
10	3.896	2.593,72	7.420,00	-4.826,28	-2.164,33	-12.301,04	-16.051,99
11	3.865	2.572,97	420,00	2.152,97	891,09	-10.148,07	-15.160,90
12	3.834	2.552,38	420,00	2.132,38	814,55	-8.015,69	-14.346,35
13	3.803	2.531,96	420,00	2.111,96	744,58	-5.903,73	-13.601,78
14	3.773	2.511,71	420,00	2.091,71	680,61	-3.812,02	-12.921,17
15	3.743	2.491,61	420,00	2.071,61	622,12	-1.740,41	-12.299,05
16	3.713	2.471,68	420,00	2.051,68	568,65	311,27	-11.730,39
17	3.683	2.451,91	420,00	2.031,91	519,77	2.343,18	-11.210,62
18	3.654	2.432,29	420,00	2.012,29	475,08	4.355,47	-10.735,54
19	3.625	2.412,83	420,00	1.992,83	434,23	6.348,31	-10.301,31
20	3.596	2.393,53	7.420,00	-5.026,47	-1.010,85	1.321,84	-11.312,15
21	3.567	2.374,38	420,00	1.954,38	362,75	3.276,22	-10.949,41
22	3.538	2.355,39	420,00	1.935,39	331,54	5.211,61	-10.617,87
23	3.510	2.336,55	420,00	1.916,55	303,01	7.128,16	-10.314,86
24	3.482	2.317,85	420,00	1.897,85	276,93	9.026,01	-10.037,93
25	3.454	2.299,31	420,00	1.879,31	253,09	10.905,32	-9.784,84

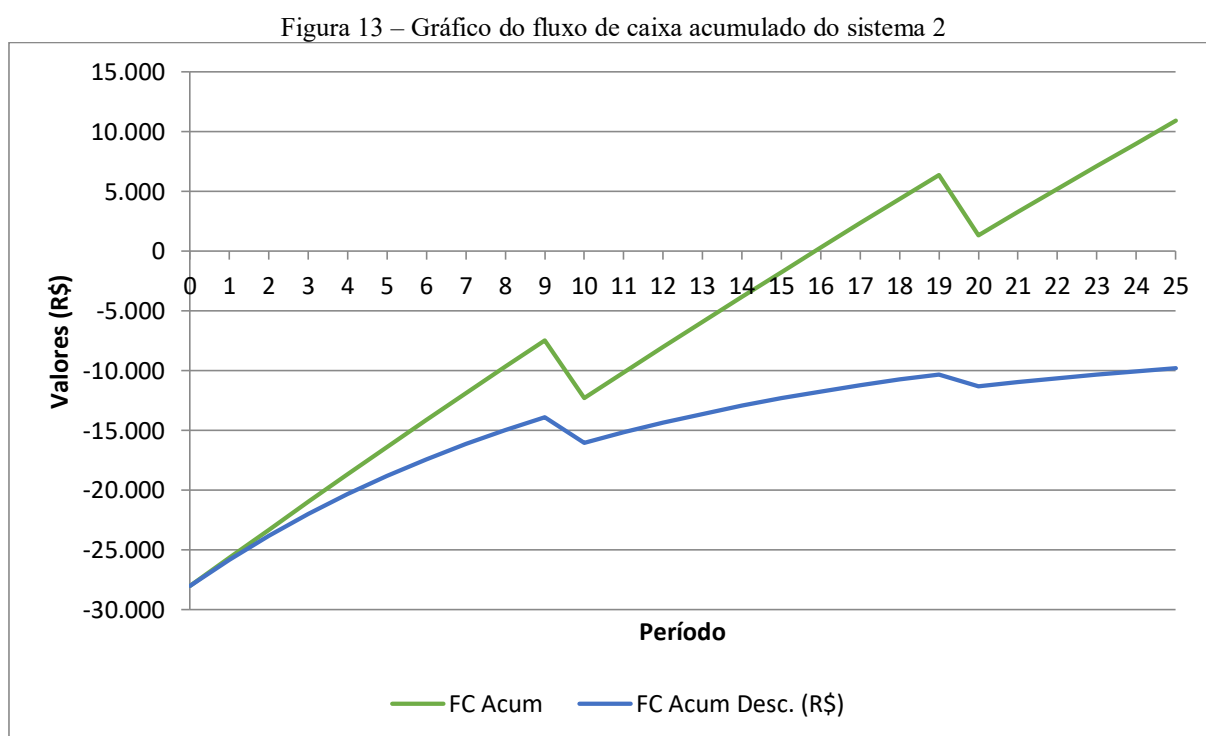
Obs.: O valor em negrito representa o *payback* simples.

Fonte: elaborado pelo autor (2018).

O sistema 2 é um sistema de menor porte se comparado ao sistema 1, possuindo potência instalada de 3,18 KWp, e portanto uma geração de energia muito inferior ao primeiro

sistema analisado. Também é possível notar que as despesas são menores, uma vez que este sistema tem um custo inicial menor. As despesas somam R\$420 reais por ano, custos estes relativos ao seguro, manutenção e limpeza. Aos dez e vinte anos a despesa é de R\$ 7.420,00 devido á troca dos inversores.

A análise do fluxo de caixa acumulado para o sistema 2, mostra que o *payback* ocorre no décimo sexto ano. Já o *payback* descontado nunca é atingido, pois como é possível observar na coluna de fluxo de caixa acumulado descontado o valor nunca torna-se positivo. Portanto o investimento não gera receitas suficientes para cobrir seus gastos, fazendo com que o investidor tenha prejuízo. O gráfico da figura 13, onde são ilustrados os fluxos de caixa acumulados descontado e não descontado, mostra a ocorrência do *payback* simples, quando o gráfico cruza o eixo horizontal e a não ocorrência do *payback* descontado, cujo gráfico nunca cruza o eixo horizontal para assumir valores positivos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

O VPL calculado para o fluxo de caixa do sistema 2 foi de R\$ -9.784,84, um valor condizente com o resultado do *payback* descontado. Ao analisar o investimento e descobrir que seu fluxo de caixa acumulado descontado nunca torna-se positivo, espera-se obter um VPL negativo, como ocorre neste caso. Portanto, com base no valor negativo para o VPL,

recomenda-se a rejeição do investimento, visto que a taxa de retorno deste investimento estará abaixo da TMA do investidor.

A TIR calculada para o este investimento é de 3,11%, enquanto a TIRM é 6,73%. Portanto, segundo o critério da TIRM, o investimento também deve ser rejeitado, pois a taxa interna de retorno modificada, que representa a taxa de retorno que o investidor irá obter caso opte pelo investimento, está abaixo da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), não atendendo às expectativas do investidor.

4.3 SISTEMA 3

O fluxo de caixa do sistema 3 é exibido na tabela 9 juntamente com as informações de energia gerada, receitas e despesas.

Tabela 9 – Fluxo de caixa do sistema 3

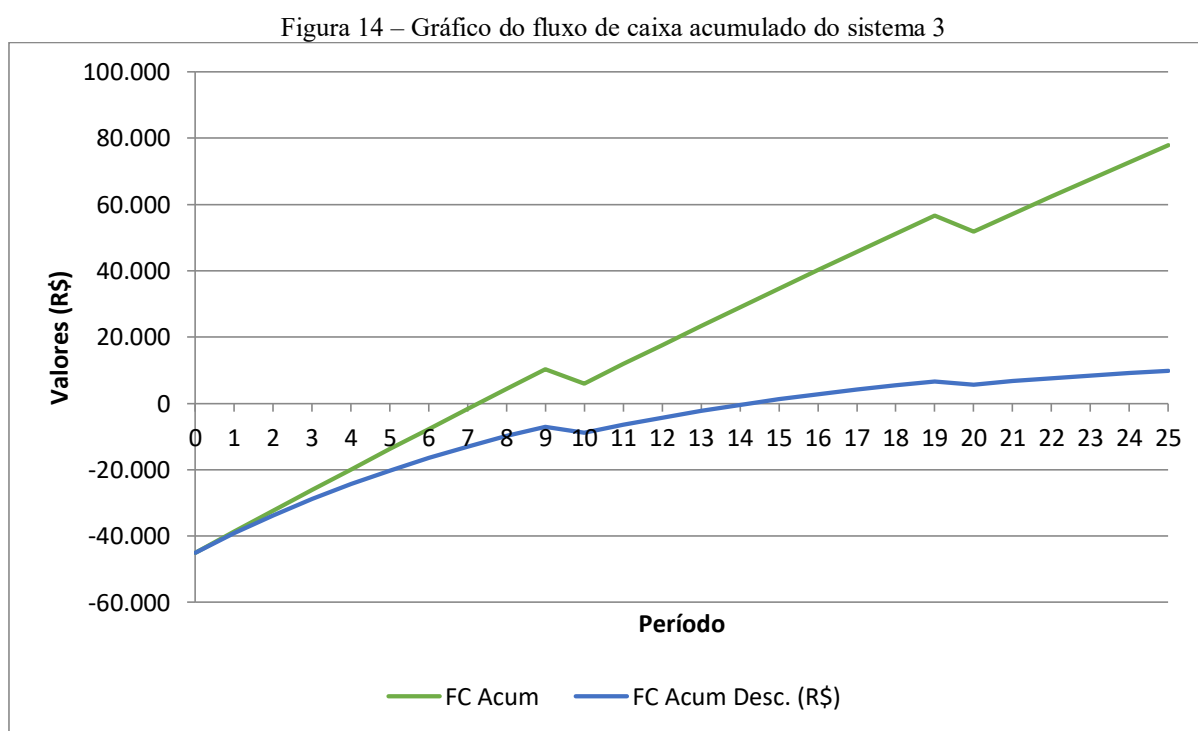
Ano	Energia gerada (KWh)	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	FC Acum. (R\$)	FC Acumulado Descontado (R\$)
0	0	0,00	45.000,00	-45.000,00	-45.000,00	-45.000,00	-45.000,00
1	10.574	7.039,04	675,00	6.364,04	5.873,59	-38.635,96	-39.126,41
2	10.489	6.982,73	675,00	6.307,73	5.372,98	-32.328,23	-33.753,43
3	10.405	6.926,86	675,00	6.251,86	4.914,99	-26.076,37	-28.838,44
4	10.322	6.871,45	675,00	6.196,45	4.496,01	-19.879,92	-24.342,43
5	10.240	6.816,48	675,00	6.141,48	4.112,71	-13.738,44	-20.229,71
6	10.158	6.761,95	675,00	6.086,95	3.762,06	-7.651,50	-16.467,65
7	10.076	6.707,85	675,00	6.032,85	3.441,28	-1.618,64	-13.026,37
8	9.996	6.654,19	675,00	5.979,19	3.147,83	4.360,54	-9.878,54
9	9.916	6.600,95	675,00	5.925,95	2.879,37	10.286,50	-6.999,17
10	9.836	6.548,15	10.800,00	-4.251,85	-1.906,73	6.034,64	-8.905,90
11	9.758	6.495,76	675,00	5.820,76	2.409,14	11.855,41	-6.496,76
12	9.680	6.443,80	675,00	5.768,80	2.203,63	17.624,20	-4.293,13
13	9.602	6.392,25	675,00	5.717,25	2.015,63	23.341,45	-2.277,50
14	9.525	6.341,11	675,00	5.666,11	1.843,66	29.007,55	-433,85
15	9.449	6.290,38	675,00	5.615,38	1.686,34	34.622,93	1.252,49
16	9.374	6.240,06	675,00	5.565,06	1.542,43	40.187,99	2.794,93
17	9.299	6.190,13	675,00	5.515,13	1.410,80	45.703,12	4.205,73
18	9.224	6.140,61	675,00	5.465,61	1.290,38	51.168,74	5.496,11
19	9.151	6.091,49	675,00	5.416,49	1.180,23	56.585,23	6.676,34
20	9.077	6.042,76	10.800,00	-4.757,24	-956,70	51.827,98	5.719,64
21	9.005	5.994,41	675,00	5.319,41	987,32	57.147,40	6.706,96
22	8.933	5.946,46	675,00	5.271,46	903,01	62.418,86	7.609,97
23	8.861	5.898,89	675,00	5.223,89	825,90	67.642,75	8.435,88
24	8.790	5.851,70	675,00	5.176,70	755,37	72.819,44	9.191,24
25	8.720	5.804,88	675,00	5.129,88	690,85	77.949,33	9.882,09

Obs.: Valores em negrito representam o *payback* simples e descontado.

Fonte: elaborado pelo autor (2018).

O terceiro sistema avaliado possui um tamanho intermediário, com potência de 7,15 KWp. As despesas deste sistema são de R\$ 675,00 por mês relativos à limpeza e manutenção, sendo que assim como nos outros sistemas, a despesa nos anos dez e vinte são maiores devido a troca dos inversores. No caso deste sistema o valor da troca de inversor somado à manutenção, limpeza e seguro chega ao valor de R\$ 10.800,00.

O *payback* simples ocorre no oitavo ano, enquanto o *payback* descontado ocorre apenas no décimo quinto ano. Portanto para a TMA de 8,35% adotada na análise, as receitas descontadas, só ultrapassarão as despesas descontadas, no décimo quinto ano. A partir deste momento o investidor passará a obter um lucro acima de sua TMA. No gráfico da figura 14, no qual são exibidos os fluxos de caixa acumulados descontado e não descontado, é possível verificar a ocorrência dos dois tipos de *payback* no momento em que o gráfico cruza o eixo horizontal.



O VPL calculado para este sistema é de R\$ 9.882,09, indicando portanto a viabilidade econômica do sistema, pois $VPL > 0$. Isto indica que o investidor, além de obter o retorno desejado, atendendo à TMA definida, irá obter um lucro extra de R\$ 9.882,09 ao final da vida do sistema. Para este fluxo de caixa calculou-se uma TIR de 11,19% e uma TIRM de 9,17%.

Portanto, como já esperado devido ao VPL positivo, ambas as taxas estão acima da TMA, confirmando desta maneira a atratividade do investimento.

4.4 SISTEMA 4

O fluxo de caixa do sistema 4 é exibido na tabela 10 juntamente com as informações de energia gerada, receitas e despesas.

Tabela 10 – Fluxo de caixa do sistema 4

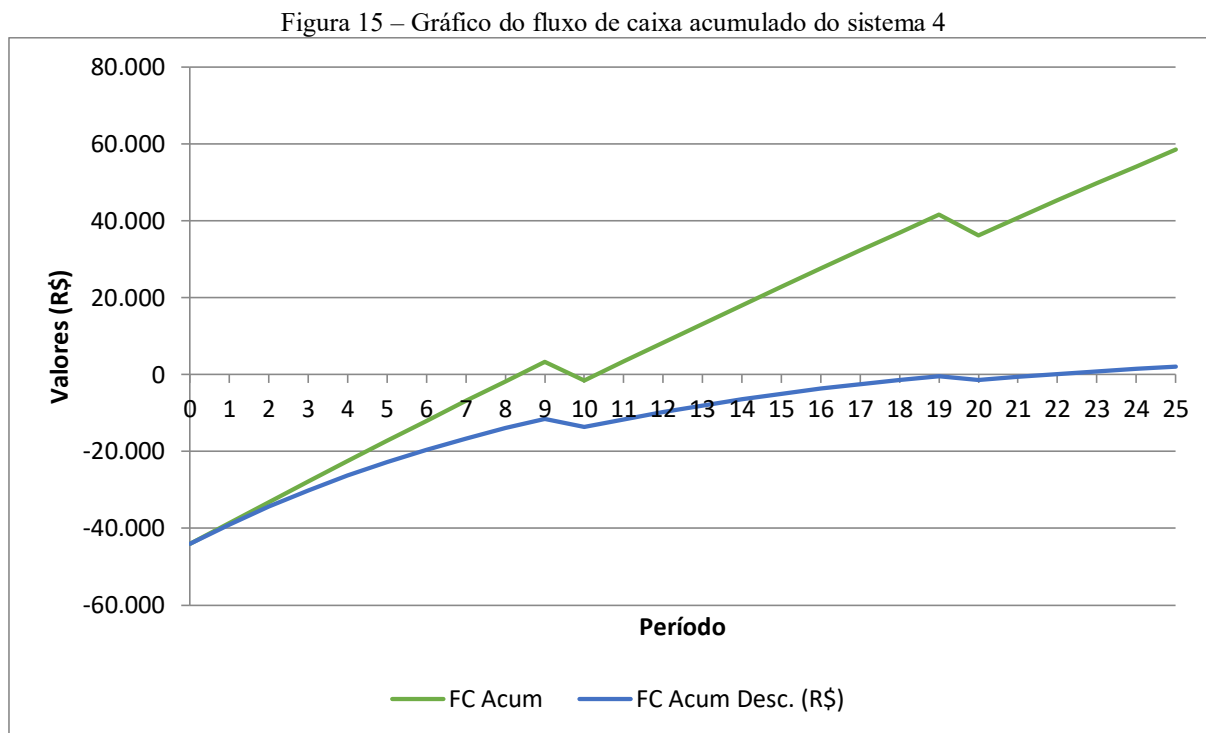
Ano	Energia gerada (KWh)	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	FC Acum. (R\$)	FC Acumulado Descontado (R\$)
0	0	0,00	44.000,00	-44.000,00	-44.000,00	-44.000,00	-44.000,00
1	9.173	6.106,78	660,00	5.446,78	5.027,02	-38.553,22	-38.972,98
2	9.100	6.057,92	660,00	5.397,92	4.598,00	-33.155,30	-34.374,98
3	9.027	6.009,46	660,00	5.349,46	4.205,55	-27.805,83	-30.169,42
4	8.955	5.961,39	660,00	5.301,39	3.846,57	-22.504,45	-26.322,85
5	8.883	5.913,69	660,00	5.253,69	3.518,20	-17.250,75	-22.804,65
6	8.812	5.866,39	660,00	5.206,39	3.217,83	-12.044,37	-19.586,83
7	8.742	5.819,45	660,00	5.159,45	2.943,08	-6.884,92	-16.643,75
8	8.672	5.772,90	660,00	5.112,90	2.691,76	-1.772,02	-13.951,99
9	8.603	5.726,72	660,00	5.066,72	2.461,88	3.294,70	-11.490,12
10	8.534	5.680,90	10.560,00	-4.879,10	-2.188,02	-1.584,40	-13.678,13
11	8.465	5.635,45	660,00	4.975,45	2.059,28	3.391,05	-11.618,86
12	8.398	5.590,37	660,00	4.930,37	1.883,36	8.321,42	-9.735,50
13	8.331	5.545,65	660,00	4.885,65	1.722,45	13.207,07	-8.013,05
14	8.264	5.501,28	660,00	4.841,28	1.575,27	18.048,35	-6.437,78
15	8.198	5.457,27	660,00	4.797,27	1.440,66	22.845,63	-4.997,12
16	8.132	5.413,61	660,00	4.753,61	1.317,53	27.599,24	-3.679,59
17	8.067	5.370,31	660,00	4.710,31	1.204,92	32.309,54	-2.474,67
18	8.003	5.327,34	660,00	4.667,34	1.101,92	36.976,89	-1.372,75
19	7.939	5.284,72	660,00	4.624,72	1.007,71	41.601,61	-365,04
20	7.875	5.242,45	10.560,00	-5.317,55	-1.069,38	36.284,06	-1.434,43
21	7.812	5.200,51	660,00	4.540,51	842,75	40.824,56	-591,68
22	7.750	5.158,90	660,00	4.498,90	770,67	45.323,47	178,99
23	7.688	5.117,63	660,00	4.457,63	704,76	49.781,10	883,75
24	7.626	5.076,69	660,00	4.416,69	644,47	54.197,79	1.528,22
25	7.565	5.036,08	660,00	4.376,08	589,33	58.573,86	2.117,56

Obs.: Valores em negrito representam o *payback* simples e descontado.

Fonte: elaborado pelo autor (2018).

O quarto sistema avaliado, com potência de 6,76 KWp possui um tamanho e um investimento inicial similar ao do sistema 3. Apesar disto, o *payback* simples só ocorre no décimo primeiro ano, enquanto o *payback* descontado só ocorre no vigésimo segundo ano. Portanto, apesar dos sistemas 3 e 4 serem parecidos, há uma grande diferença no tempo que

estes demoram para pagar o investimento. O gráfico da figura 15, exibe os valores acumulados nos fluxos de caixa, sendo possível observar o tempo de *payback* simples e também o *payback* descontado.



Esta grande diferença tem relação direta com o investimento inicial do sistema. O sistema 3 possui um custo inicial de R\$45.000,00 para um sistema de 7,15 KWp, resultando em um investimento de R\$ 6.293,71 / KWp, enquanto o sistema 4 possui um custo inicial de R\$ 44.000,00, para um sistema de 6,76KWp, resultando em um investimento de R\$ 6.508,88/ KWp. Portanto pode-se considerar que no sistema 3 o investidor está pagando 3,3% menos pelo sistema, oferecendo um retorno financeiro pior.

Todavia, é necessário observar que outras variáveis afetam a eficiência dos sistemas, como por exemplo, sombreamento, inclinação, orientação em relação ao norte, posição geográfica, entre vários outros. Isto quer dizer que dois sistemas de mesma potência instalada (KWp) podem produzir quantidades de energia muito diferentes. Logo um sistema com maior custo (R\$/KWp) pode trazer uma rentabilidade igual ou maior que um sistema de menor custo.

Para realizar uma análise de custo benefício dos sistemas, é mais correto comparar o custo do mesmo com a receita obtida. A análise de energia gerada mostra que o sistema 3

produziu no primeiro ano 10.574KWh enquanto o sistema 4 produziu 9.173 KWh. Portanto o sistema 4 produziu 13,2% menos energia que o terceiro sistema. No entanto seu custo inicial foi apenas 2,2% menor se comparado ao mesmo sistema. Com isso, conclui-se que além de possuir uma relação R\$/KWp pior, o sistema 4 também possui uma menor eficiência, produzindo uma menor quantidade de energia por KWp. Conclui-se que esta é a causa deste sistema possuir um desempenho econômico financeiro inferior à um sistema com tamanho aproximado, mostrando a importância de buscar melhores preços no momento da compra do sistema e também de atender às necessidades de orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos.

Mesmo possuindo um desempenho inferior, este sistema ainda é viável economicamente, apresentando um VPL positivo de R\$ 2.117,56, TIR de 8,99% e TIRM de 8,54%. Portanto mesmo com as observações feitas acima, o sistema ainda apresentará uma taxa de retorno acima da TMA do investidor e portanto um lucro acima do mínimo aceito ($VPL > 0$).

4.5 SISTEMA 5

O fluxo de caixa do sistema 5 é exibido na tabela 11 juntamente com as informações de energia gerada, receitas e despesas.

Tabela 11 – Fluxo de caixa do sistema 5

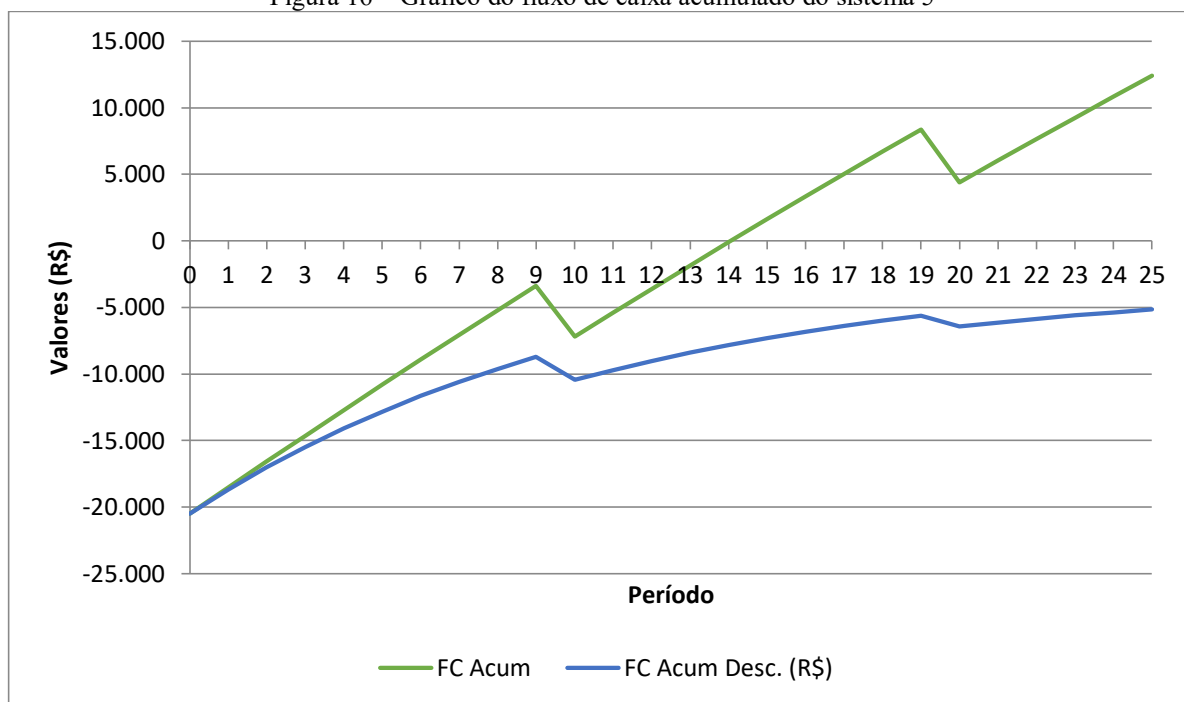
Ano	Energia gerada (KWh)	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	FC Acum. (R\$)	FC Acumulado Descontado (R\$)
0	0	0,00	20.500,00	-20.500,00	-20.500,00	-20.500,00	-20.500,00
1	3.427	2.281,02	307,50	1.973,52	1.821,43	-18.526,48	-18.678,57
2	3.399	2.262,77	307,50	1.955,27	1.665,52	-16.571,21	-17.013,05
3	3.372	2.244,67	307,50	1.937,17	1.522,93	-14.634,04	-15.490,12
4	3.345	2.226,71	307,50	1.919,21	1.392,54	-12.714,82	-14.097,58
5	3.318	2.208,90	307,50	1.901,40	1.273,29	-10.813,42	-12.824,28
6	3.292	2.191,23	307,50	1.883,73	1.164,25	-8.929,69	-11.660,04
7	3.265	2.173,70	307,50	1.866,20	1.064,52	-7.063,50	-10.595,51
8	3.239	2.156,31	307,50	1.848,81	973,33	-5.214,69	-9.622,18
9	3.213	2.139,06	307,50	1.831,56	889,94	-3.383,13	-8.732,24
10	3.188	2.121,95	5.945,00	-3.823,05	-1.714,44	-7.206,18	-10.446,68
11	3.162	2.104,97	307,50	1.797,47	743,95	-5.408,71	-9.702,73
12	3.137	2.088,13	307,50	1.780,63	680,18	-3.628,08	-9.022,54
13	3.112	2.071,43	307,50	1.763,93	621,88	-1.864,15	-8.400,66
14	3.087	2.054,85	307,50	1.747,35	568,56	-116,80	-7.832,10
15	3.062	2.038,42	307,50	1.730,92	519,81	1.614,11	-7.312,30
16	3.038	2.022,11	307,50	1.714,61	475,23	3.328,72	-6.837,07
17	3.013	2.005,93	307,50	1.698,43	434,47	5.027,15	-6.402,60
18	2.989	1.989,88	307,50	1.682,38	397,20	6.709,54	-6.005,41
19	2.965	1.973,96	307,50	1.666,46	363,12	8.376,00	-5.642,29
20	2.942	1.958,17	5.945,00	-3.986,83	-801,77	4.389,18	-6.444,06
21	2.918	1.942,51	307,50	1.635,01	303,47	6.024,18	-6.140,59
22	2.895	1.926,97	307,50	1.619,47	277,42	7.643,65	-5.863,17
23	2.871	1.911,55	307,50	1.604,05	253,60	9.247,70	-5.609,57
24	2.849	1.896,26	307,50	1.588,76	231,83	10.836,46	-5.377,74
25	2.826	1.881,09	307,50	1.573,59	211,92	12.410,05	-5.165,82

Obs.: Valores em negrito representam o *payback* simples e descontado.

Fonte: elaborado pelo autor (2018).

O quinto sistema avaliado é o de menor potência (2,39 KWp) dentre os apresentados neste estudo. Este possui um investimento inicial de R\$ 20.500,00 e despesas relativas à seguro, manutenção e limpeza de R\$ 307,50 por ano. O *payback* descontado não é atingido pelo sistema durante sua vida útil, mostrando que o investimento não é viável. No gráfico da figura 16, onde são exibidos os valores acumulados nos fluxos de caixa, é possível observar o tempo de *payback* simples (momento em que o fluxo de caixa acumulado cruza o eixo horizontal) e também a não ocorrência do *payback* descontado, uma vez que o fluxo de caixa acumulado descontado não cruza o eixo horizontal.

Figura 16 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado do sistema 5



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

O VPL negativo, com valor de R\$ -5.165,82 confirma a inviabilidade econômica do sistema, mostrando que ao final da vida útil do sistema o investidor terá prejuízo. A TIR calculada foi de 3,11%, enquanto a TIRM resultou em 6,67%, um valor abaixo da TMA do investidor, confirmando novamente que o investimento deve ser rejeitado por possuir uma rentabilidade abaixo da mínima estipulada pelo investidor.

4.6 COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS

Como foi possível observar durante a análise dos fluxos de caixa de cada sistema, a viabilidade dos sistemas varia a cada caso, não sendo possível afirmar de maneira generalizada que sistemas fotovoltaicos possuem ou não viabilidade econômica. Em alguns casos, como no do primeiro sistema a rentabilidade é muito elevada, enquanto para os sistemas 2 e 5 o investidor sofrerá prejuízo caso realize o investimento. Já o sistemas 3 e 4 não possuem uma rentabilidade tão elevada, porém são viáveis ao trazer retorno financeiro para investidor.

Na tabela 12 é apresentado um resumo dos resultados obtidos para cada sistema facilitando a visualização e comparação dos sistemas.

Tabela 12 – Resumo dos resultados da análise de viabilidade econômica

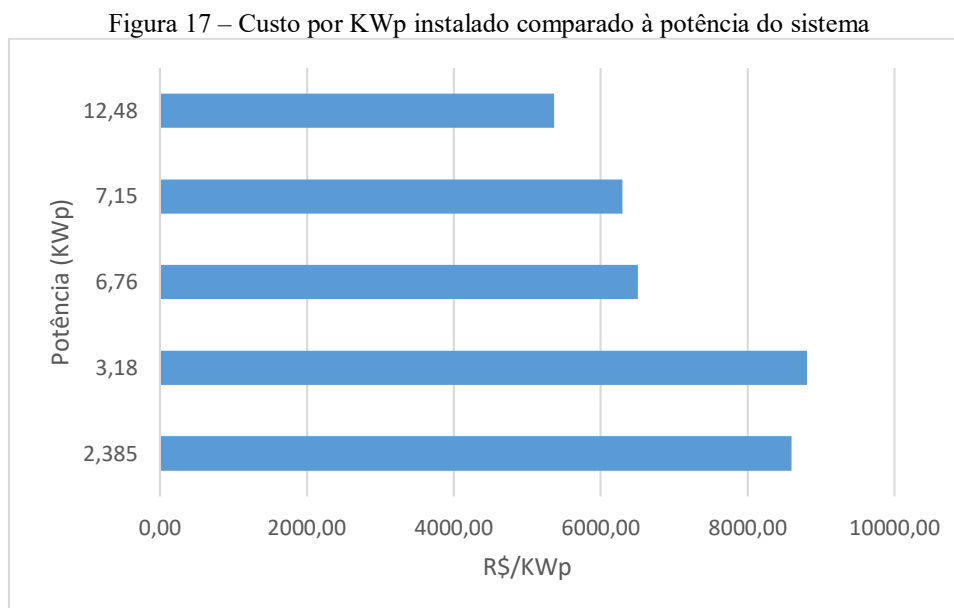
Sistema	Custo inicial (R\$)	Potência (KWp)	Relação R\$/KWp	<i>Payback</i> desc. (Anos)	VPL	TIRM
Sistema 1	67.000,00	12,48	5368,59	11	32.016,13	10,01%
Sistema 2	28.000,00	3,18	8805,03	-	-9.784,84	6,73%
Sistema 3	45.000,00	7,15	6293,71	15	9.882,09	9,17%
Sistema 4	44.000,00	6,76	6508,88	22	2.117,56	8,54%
Sistema 5	20.500,00	2,39	8595,39	-	-5.165,82	7,25%

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Os dados da tabela mostram uma redução do preço pago por KWp instalado (R\$/KWp) conforme ocorre um aumento no tamanho do sistema (potência). Tal resultado já foi observado por outros autores anteriormente.

Costa (2015), afirmou que sistemas com potência menor que 3KWp geralmente não possuem viabilidade econômica. Tal informação é confirmada pelo presente estudo, em que os sistemas de 2,39KWp e 3,18KWp mostraram-se inviáveis financeiramente, enquanto sistemas maiores mostram-se viáveis. Em relação ao sistema de 3,18KWp, este fica um pouco acima do valor determinado por Costa (2015), de 3KWp. No entanto, o custo inicial, a produção de energia e consequentemente a rentabilidade de sistemas fotovoltaicos são determinados por inúmeros fatores que variam para cada sistema. Sendo assim, entende-se o valor proposto por Costa (2015) não como um limite fixo com validade para todos os sistemas, mas como um número que representa uma média de valores para o qual os sistemas passam a tornar-se rentáveis.

O estudo de Costa (2015) ainda traz explicações dos motivos pelos quais sistemas menores possuem menor rentabilidade, mostrando que o custo dos inversores nos sistemas menores é percentualmente maior do que em sistemas maiores. O gráfico exibido na figura 6 da revisão bibliográfica, foi elaborado por Costa (2015), explicitando a diferença de custo por KWp em sistemas de diferentes tamanhos. No presente trabalho, tal afirmação é confirmada, mostrando um declínio do custo por KWp conforme aumenta-se o tamanho do sistema. No gráfico da figura 17, fica evidente que os sistemas avaliados nestes trabalho apresentam um resultado similar ao da figura 6.

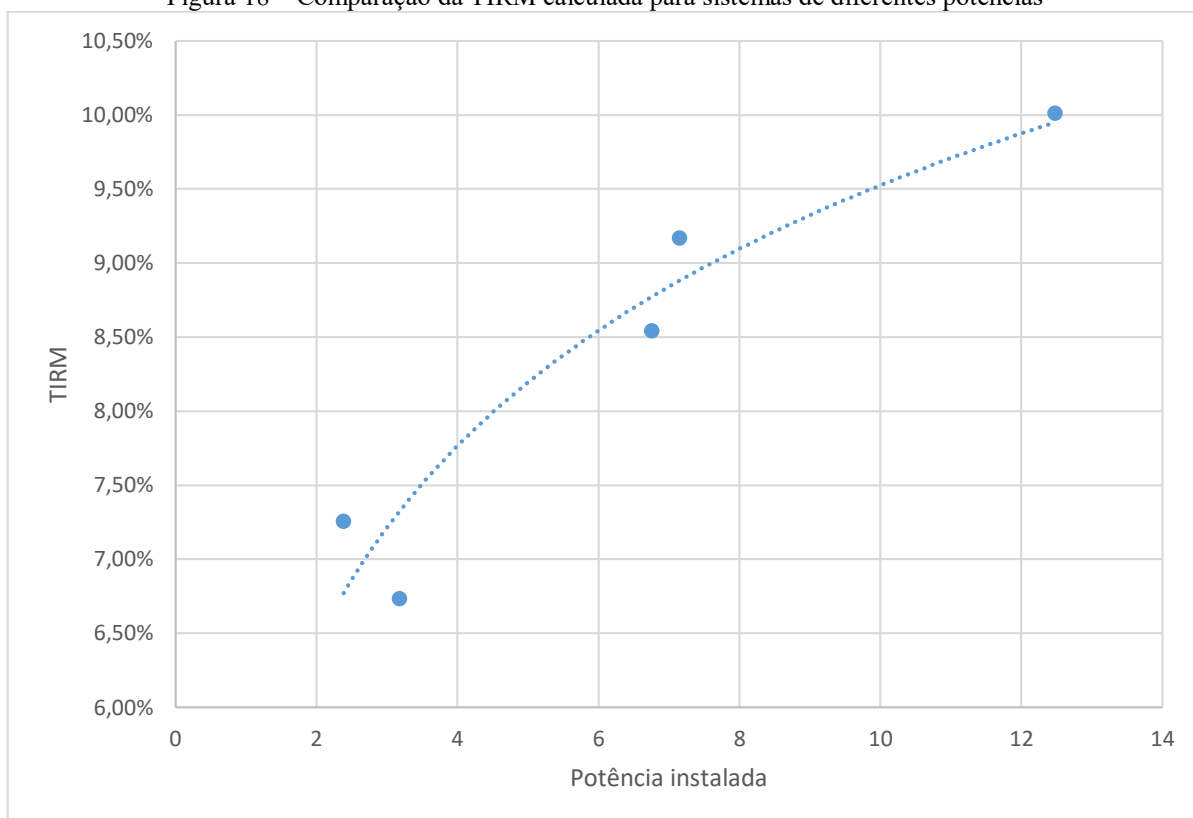


Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

O sistema 2, de potência 3,18 KWp apresenta um custo elevado, acima do esperado, ficando fora da curva. Caso este sistema seguisse a tendência de diminuição de preços, este possuiria um valor em torno de R\$ 7.000,00, e desta maneira o gráfico apresentaria uma tendência linear na diminuição de valores, como observado no gráfico de Costa (2015). Vale ressaltar que o gráfico da figura 6 traz valores médios, baseados em diversos sistemas fotovoltaicos, enquanto no gráfico da figura 17 a faixa de 3,18 KWp é representada apenas pelo sistema 2. Logo, uma variação de preço neste único sistema faz com que obtenha-se este ponto fora da curva. Tal variação de preço pode ser causada por inúmeros motivos, como por exemplo condições especiais no momento da instalação, encarecendo a mesma. Portanto considera-se o sistema 2 como um caso único, em que por motivos desconhecidos apresentou um custo de instalação superior ao esperado, influenciando os resultados apresentados no gráfico da figura 17.

Miranda (2014) concluiu que sistemas com diferentes tamanhos submetidos a condições idênticas de operação forneciam resultados diferentes para viabilidade econômica, sendo os sistemas maiores os mais rentáveis. O presente estudo confirma esta hipótese, mostrando taxas internas de retorno modificada (TIRM) maiores para sistemas de maior porte, como observa-se no gráfico da figura 18.

Figura 18 – Comparação da TIRM calculada para sistemas de diferentes potências

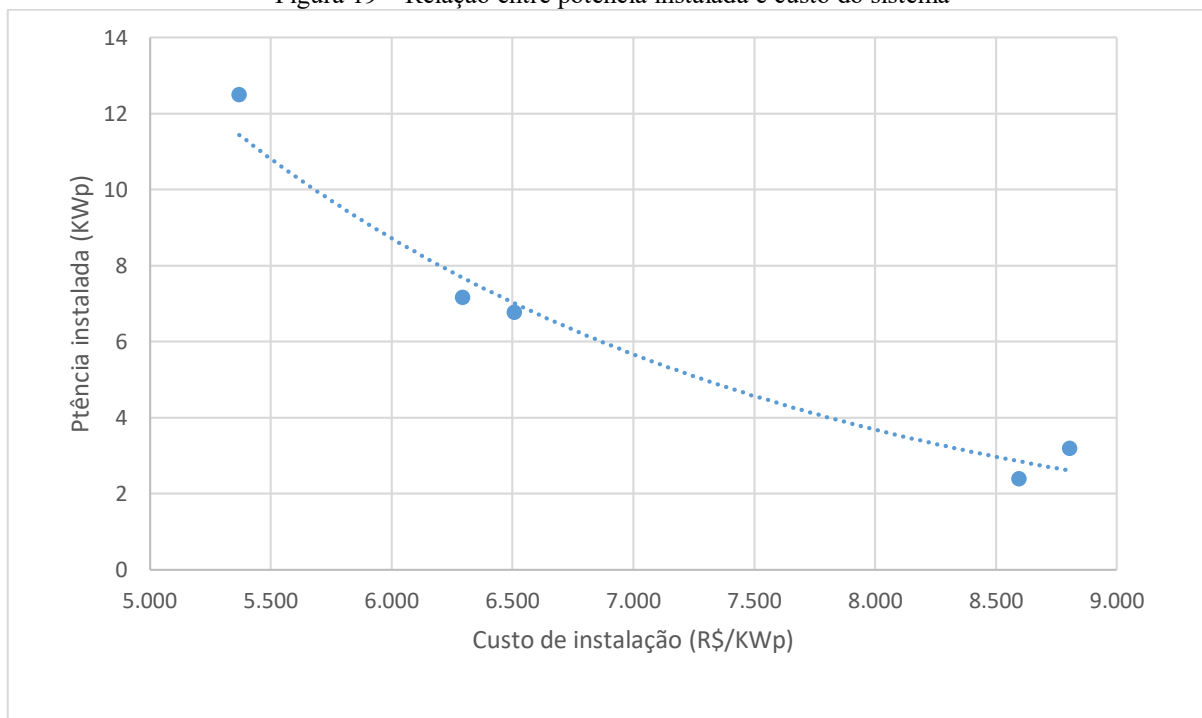


Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

O gráfico expressa uma clara tendência no aumento da TIRM conforme ocorre o aumento da potência instalada. Ainda observa-se que esta tendência não é linear, e aproxima-se a uma curva logarítmica. Tal fato demonstra que a variação na TIRM é maior ao tratar-se de sistemas de menor potência instalada. Ou seja, há uma maior diferença de rentabilidade para um investidor que está optando entre um sistema de 4 ou 5 KWp, do que para um investidor que está optando entre um sistema de 10 ou 11 KWp.

Ao observar o gráfico da figura 18, fica claro que existe uma forte relação entre o tamanho do sistema e a viabilidade econômica. Este resultado é semelhante aos resultados que foram apresentados por alguns dos autores citados na revisão bibliográfica. Esta relação é fruto da tendência de diminuição do custo de instalação do sistema com o aumento da potência instalada (R\$/KWp), que é mostrada na figura 19. Esta tendência ocorre pois diversos custos não crescem proporcionalmente ao tamanho do sistema, como é o caso do custo dos inversores.

Figura 19 – Relação entre potência instalada e custo do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4.7 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Abaixo são exibidos e comentados os resultados da análise de sensibilidade feita para cada parâmetro. Serão exibidos os resultados para VPL e TIRM, os quais são suficientes para determinar a viabilidade econômica. Não apresenta-se a TIR e os tempos de *payback*, uma vez que estes não são parâmetros essenciais na determinação da viabilidade, servindo apenas como indicadores que trazem mais informações ao investidor. Os fluxos de caixa para cada análise de sensibilidade também não são exibidos.

4.7.1 Variação no valor da tarifa de energia

Abaixo é apresentada a tabela 13 com os resultados obtidos para a variação anual no valor da energia.

Tabela 13 – Análise de sensibilidade para a variação no valor da energia

	Sistema 1		Sistema 2		Sistema 3		Sistema 4		Sistema 5	
Var. real	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM
1,5%	49.080	10,74%	-5.868	7,44%	19.770	9,88%	10.696	9,25%	-1.962	7,96%
1,0%	43.027	10,49%	-7.258	7,20%	16.262	9,64%	7.653	9,01%	-3.098	7,72%
0,5%	37.348	10,25%	-8.561	6,96%	12.971	9,40%	4.798	8,77%	-4.165	7,48%
0%	32.016	10,01%	-9.785	6,73%	9.882	9,17%	2.118	8,54%	-5.166	7,25%
-0,50%	27.007	9,78%	-10.934	6,50%	6.980	8,94%	-400	8,31%	-6.106	7,03%
-1%	22.298	9,55%	-12.015	6,28%	4.251	8,72%	-2.768	8,09%	-6.991	6,81%
-1,50%	17.867	9,33%	-13.032	6,06%	1.683	8,50%	-4.995	7,87%	-7.823	6,59%

Obs.: VPL negativo e TIRM < TMA são apresentados em negrito.

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

A viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos é fortemente afetada pelo valor da energia, uma vez que este parâmetro é o responsável pelas receitas do fluxo de caixa. Quanto mais cara a energia elétrica, maior a economia do investidor ao instalar o sistema e portanto mais viável economicamente é o sistema. Consta-se tal informação no gráfico, pois o maior valor de VPL e TIRM dos sistemas, ocorre para um aumento anual de 1,5% no valor da energia (aumento máximo considerado no estudo). Já o menor valor para tais indicadores ocorre com o máximo decréscimo anual da tarifa de energia, considerado pelo estudo como -1,5%. Ainda observa-se que a variação dos indicadores é grande, por exemplo o sistema 1 apresenta um VPL de R\$ 17.867,00 para uma redução de 1,5% a.a. enquanto para o aumento de 1,5% a.a. o VPL é de 49.080, deixando explícito o forte impacto do valor da energia elétrica na avaliação econômica dos sistemas.

O sistema 4 deixa de ser viável com variações negativas, enquanto os sistemas 1 e 3 mantêm sua viabilidade econômica para qualquer variação no valor da energia (dentre as consideradas no estudo). Vale ressaltar que dificilmente haverá variações maiores ou menores que as consideradas, visto que um acréscimo anual de 1,5% a.a. resulta um aumento real (acima da inflação) de 45,09% ao longo da vida dos sistemas. Já uma redução anual de -1,5% resultaria em um decréscimo real de 31,47% no período de 25 anos. Acredita-se que não deva ocorrer um aumento ou decréscimo tão grande no valor da energia elétrica.

Os sistemas 2 e 5 que já não possuíam viabilidade econômica, continuaram com VPL negativo e TIRM < TMA mesmo para as variações positivas no valor da energia elétrica, mostrando-se inviáveis mesmo com valores mais altos de tarifa de energia elétrica. Este fato ressalta a importância do tamanho dos sistemas, pois mesmo submetidos à mudança de uma variável de extrema importância (aumento no valor da tarifa), os sistemas menores demonstram-se inviáveis mesmo com variações positivas, e os sistemas maiores mantêm-se viáveis até mesmo para variações negativas.

4.7.2 Valor dos tributos PIS/COFINS

Tabela 14 – Análise de sensibilidade para a variação dos tributos PIS/COFINS

	Sistema 1		Sistema 2		Sistema 3		Sistema 4		Sistema 5	
P/C	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM
8,0%	37.304	10,24%	-8.571	6,96%	12.946	9,40%	4.776	8,77%	-4.173	7,48%
7%	35.494	10,16%	-8.987	6,88%	11.898	9,32%	3.866	8,69%	-4.513	7,41%
6,0%	33.737	10,09%	-9.390	6,81%	10.880	9,24%	2.983	8,62%	-4.843	7,33%
5%	32.016	10,01%	-9.785	6,73%	9.882	9,17%	2.118	8,54%	-5.166	7,25%
4,0%	30.348	9,94%	-10.168	6,65%	8.915	9,09%	1.279	8,47%	-5.479	7,18%
3%	28.733	9,86%	-10.538	6,58%	7.980	9,02%	467	8,39%	-5.782	7,11%
2%	27.171	9,79%	-10.897	6,51%	7.075	8,95%	-318	8,32%	-6.076	7,03%

Obs: Os valores negativos são apresentados em negrito.

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Como já mencionado anteriormente, o valor da energia elétrica impacta fortemente a viabilidade econômica dos sistemas. Uma maior ou menor alíquota de PIS/COFINS eleva ou diminui, respectivamente, a tarifa de energia paga pelo consumidor final. Consta-se o impacto de tal variação no VPL e na TIRM observando-se os valores da tabela acima.

Novamente o impacto gerado no VPL e na TIRM são grandes. Por exemplo, para o sistema 1, o VPL varia entre R\$ 27.171,00 e R\$ 37.304,00. Entretanto, apesar do impacto gerado no VPL e TIRM, os sistemas 1 e 3 são viáveis para todas as alíquotas consideradas no estudo e os sistemas 2 e 5 continuaram apresentando-se inviáveis para tais alíquotas. O sistema 4 foi o único que apresentou viabilidade para alíquotas igual ou maiores a três, apresentando-se inviável quando a alíquota considerada é de 2%.

4.7.3 Redução anual na eficiência dos módulos

Tabela 15 – Análise de sensibilidade para a variação da redução na eficiência dos módulos

	Sistema 1		Sistema 2		Sistema 3		Sistema 4		Sistema 5	
Reduç. anual	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM	VPL (R\$)	TIRM
1,00%	30.193	9,93%	-10.203	6,65%	8.826	9,08%	1.201	8,46%	-5.508	7,17%
0,90%	31.099	9,97%	-9.995	6,69%	9.351	9,13%	1.657	8,50%	-5.338	7,21%
0,80%	32.016	10,01%	-9.785	6,73%	9.882	9,17%	2.118	8,54%	-5.166	7,25%
0,70%	32.944	10,05%	-9.572	6,77%	10.420	9,21%	2.584	8,58%	-4.992	7,29%
0,60%	33.884	10,09%	-9.356	6,81%	10.964	9,25%	3.056	8,62%	-4.815	7,34%

Obs: Os valores negativos são apresentados em negrito.

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Dentre as variáveis analisadas no estudo de viabilidade, a redução na eficiência dos módulos foi a que apresentou menor impacto na viabilidade econômica. Tomando-se novamente por exemplo o sistema 1, observa-se que o VPL varia entre R\$ 30.193 e 33.884, uma variação muito menor do que a observada nas análises de sensibilidade do PIS/COFINS e da variação anual da tarifa.

Nesta análise conclui-se que os sistemas 1, 3 e 4 são viáveis para todas as reduções de eficiência dos módulos consideradas no estudo, enquanto os sistemas 2 e 5 são inviáveis também para todas as possibilidades consideradas nesta análise de sensibilidade. Portanto a variação na redução da eficiência dos módulos alterou os resultados obtidos no cenário principal considerado pelo estudo, porém nenhum sistema mudou sua condição de aceitabilidade ou rejeição do investimento.

4.7.4 TMA

Tabela 16 – Análise de sensibilidade para a variação na TMA

	Sistema 1			Sistema 2		Sistema 3		Sistema 4		Sistema 5	
	VPL	TIRM		VPL	TIRM	VPL	TIRM	VPL	TIRM	VPL	TIRM
TMA	(R\$)		(R\$)	(R\$)		(R\$)		(R\$)		(R\$)	
10,02%	20.582	11,18%	-11.705	7,92%	3.652	10,35%	-3.060	9,72%	-6.794	8,45%	
9,19%	25.995	10,59%	-10.795	7,32%	6.602	9,75%	-608	9,13%	-6.022	7,85%	
8,35%	32.016	10,01%	-9.785	6,73%	9.882	9,17%	2.118	8,54%	-5.166	7,25%	
7,52%	38.738	9,44%	-8.661	6,14%	13.541	8,59%	5.157	7,96%	-4.213	6,66%	
6,68%	46.267	8,87%	-7.407	5,56%	17.638	8,01%	8.559	7,38%	-3.148	6,07%	

Obs: Os valores negativos são apresentados em negrito.

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

A mudança na TMA do investidor também influencia fortemente a análise de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos, alterado o VPL e a TIRM, enquanto a TIR (não mostrada na tabela), não é afetada.

Como mostrado no referencial teórico o cálculo do VPL é realizado utilizando a TMA para descontar os valores do fluxo de caixa (tanto entradas quanto saídas) para a data presente, e portanto ao alterar a TMA, os valores descontados à data presente também são alterados. Tomando-se novamente o sistema 1 como exemplo, o VPL varia entre R\$ 20.582,00 a R\$ 46.267,00, ou seja, uma variação maior do que a observada para a análise de sensibilidade dos tributos PIS/COFINS e menor do que a variação observada para o aumento anual da tarifa de energia elétrica. Desta maneira conclui-se que a TMA é um dos parâmetros analisados com maior impacto na análise de viabilidade. A análise de sensibilidade para a TMA é de grande

importância, visto que diferentes investidores possuem diferentes TMAs, e portanto esta análise mostra o quão impactante é a mudança na TMA que será utilizada por cada investidor.

As diferentes TMAs não impactam o valor calculado para a TIR, uma vez que o cálculo desta não depende da TMA. O mesmo pode-se afirmar para a TIRM, quando as taxas de empréstimo e reinvestimento não dependem da TMA do investidor. No entanto, observa-se nesta análise de sensibilidade, que a TIRM é modificada conforme altera-se a TMA. Tal fenômeno ocorre pois o presente estudo considera a TMA como taxa de reinvestimento e taxa de empréstimo.

O fenômeno descrito acima ocorre pois, com o aumento da TMA, a taxa de reinvestimento e empréstimo também são elevadas. Com isso, os valores de entrada passam a ser reinvestidos à uma taxa maior, trazendo mais lucro para o fluxo de caixa e consequentemente elevando a TIRM. Já os valores de saída são menores, e portanto o impacto trazido pelo desconto dos mesmos à uma maior taxa de empréstimo, é menor que o lucro trazido pelo melhor reinvestimento dos valores positivos.

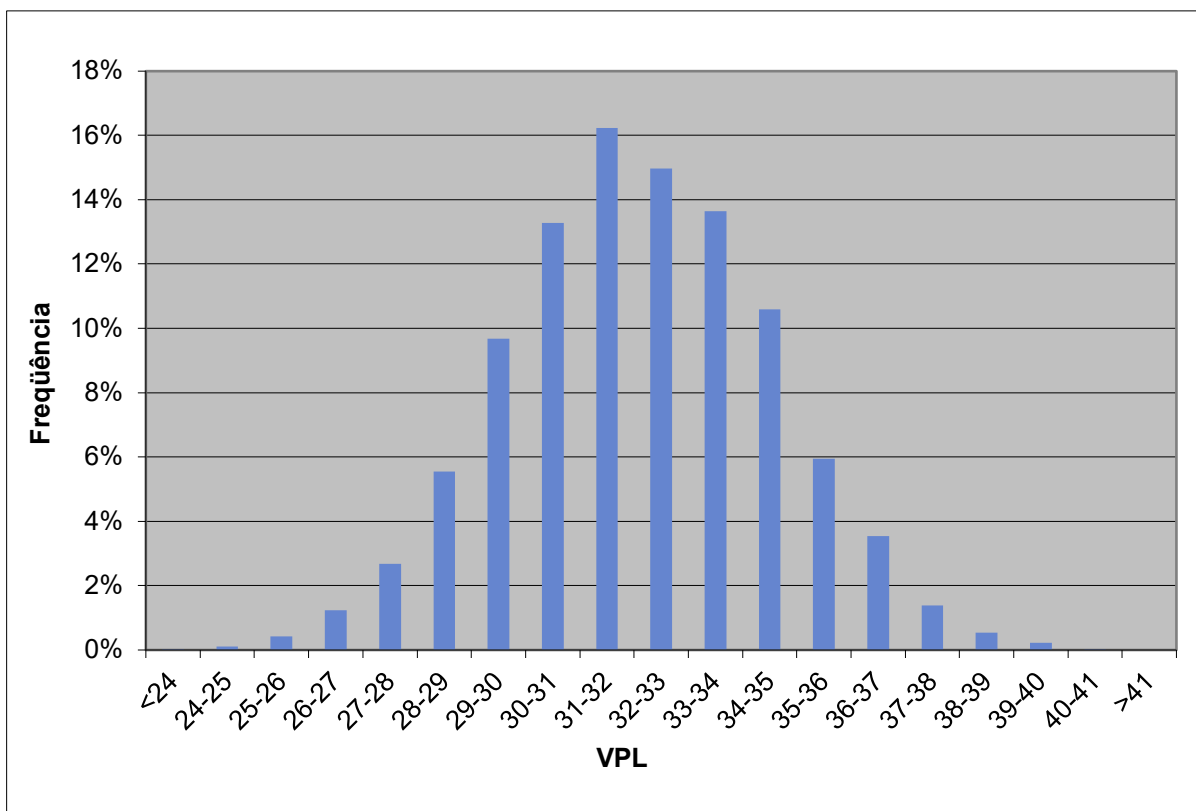
4.8 SIMULAÇÃO PELO MÉTODO DE MONTE CARLO

Nos subitens são apresentados os resultados relativos à simulação de Monte Carlo realizada para cada sistema. Os histogramas de frequência de cada sistema mostram a ocorrência dos VPLs das dez mil simulações feitas para cada sistema, enquanto as tabelas trazem informações de estatística descritiva.

4.8.1 Sistema 1

Os valores de VPL resultantes das simulações de Monte Carlo realizadas para o sistema 1 são exibidos no histograma de frequências da figura 20. Observa-se que dentre as dez mil simulações de fluxo de caixa realizadas para este sistema, pouco mais de 16% possuem valores entre 31 e 32 mil reais, sendo que este é o intervalo que apresenta maior frequência. A distribuição normal apresentada no histograma ainda mostra que ocorre uma maior concentração das frequências em torno deste valor.

Figura 20 - Histograma de frequências das simulações do sistema 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Na tabela 17 são apresentados dados de estatística descritiva referentes às simulações realizadas. O VPL médio das simulações é R\$ 32.100,00, valor este muito próximo VPL calculado no cenário principal (item 4.1), cujo valor foi de R\$ 32.016,00. O VPL mínimo calculado na simulação foi R\$ 23.939,00, valor este que representa o resultado obtido para o pior cenário calculado por meio das simulações. Este dado mostra que mesmo na pior hipótese considerada, o sistema 1 ainda apresenta viabilidade econômico-financeira.

O VPL máximo representa o resultado para o fluxo de caixa mais otimista considerado, possuindo este um valor de R\$ 40.935,00. Desta maneira, a amplitude obtida para esta amostra é de R\$ 16.997,00, representando a diferença de VPL obtido para a melhor e pior hipótese.

Tabela 17 - Estatística descritiva das simulações do sistema 1

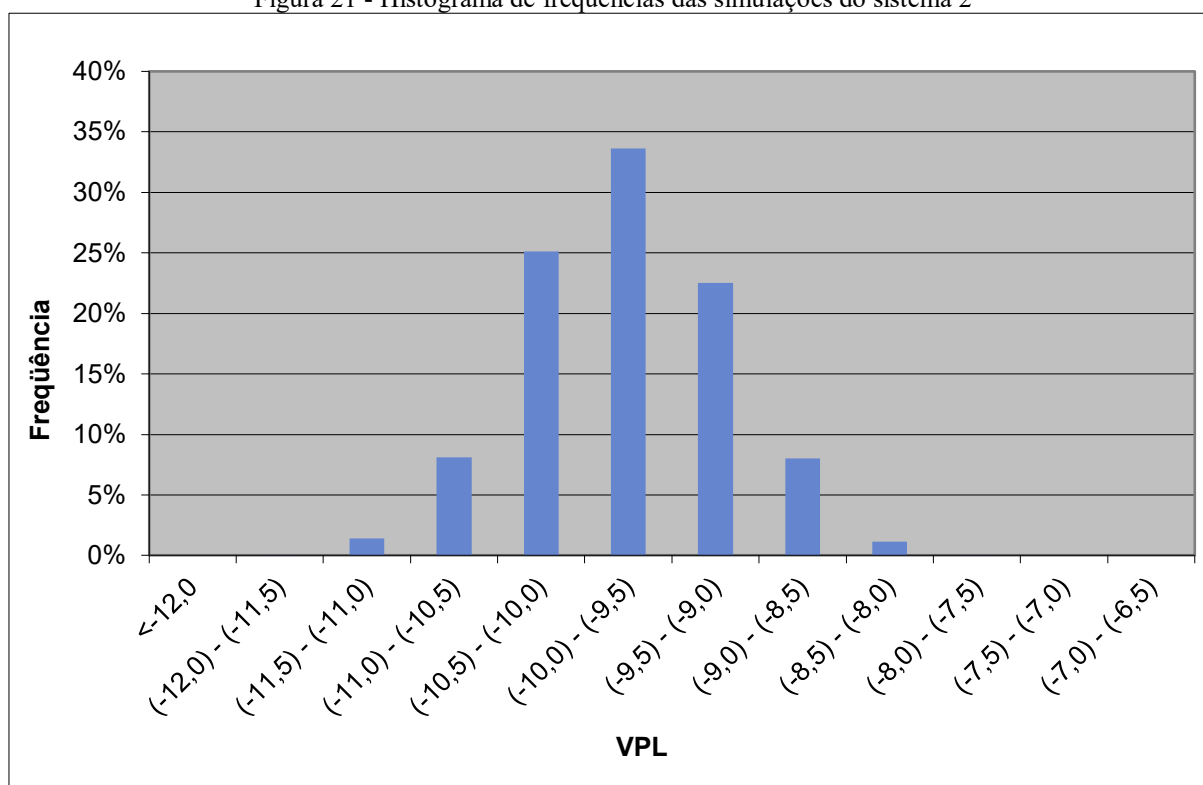
Estatística descritiva	
VPL médio	R\$ 32.100,00
Desvio Padrão (VPL)	R\$ 2.433,00
VPL Mínimo	R\$ 23.939,00
Q1	R\$ 30.435,00
Q2 (mediana)	R\$ 32.049,00
Q3	R\$ 33.782,00
VPL Máximo	R\$ 40.935,00
Amplitude	R\$ 16.997,00
Número de simulações	10000

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4.8.2 Sistema 2

Os valores de VPL resultantes das simulações de Monte Carlo realizadas para o sistema 2 são exibidos no histograma de frequências da figura 21. Observa-se que dentre as dez mil simulações de fluxo de caixa realizadas para este sistema, aproximadamente 34% estão no intervalo entre R\$ -10.000,00 e R\$ -9.500,00, sendo que este é o intervalo que apresenta maior frequência de ocorrência. Neste caso, não há VPLs positivos apresentados no histograma, mostrando que nenhum dos fluxos de caixa considerados na análise apresentou viabilidade econômico-financeira.

Figura 21 - Histograma de frequências das simulações do sistema 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Na tabela 18 são apresentados dados de estatística descritiva referentes às simulações realizadas. O VPL médio das dez mil simulações é R\$ -9.768,00, valor este muito próximo aos R\$ -9.784,84, que foi o VPL obtido no cenário principal considerado para o sistema 2 (item 4.2). O VPL mínimo calculado na simulação foi R\$ -11.778,00, valor este que representa o resultado obtido para o pior cenário calculado por meio das simulações. Já o VPL máximo representa o resultado para o fluxo de caixa mais otimista considerado, possuindo este um valor de R\$ -7.611,00. Com isso conclui-se que mesmo considerando-se a melhor das hipóteses das simulações, o sistema 2 não apresenta viabilidade econômico-financeira.

A amplitude obtida para esta amostra é de R\$ 4.167,00, representando a diferença de VPL obtido para a melhor e pior hipótese de fluxo de caixa da simulação.

Tabela 18 - Estatística descritiva das simulações do sistema 2

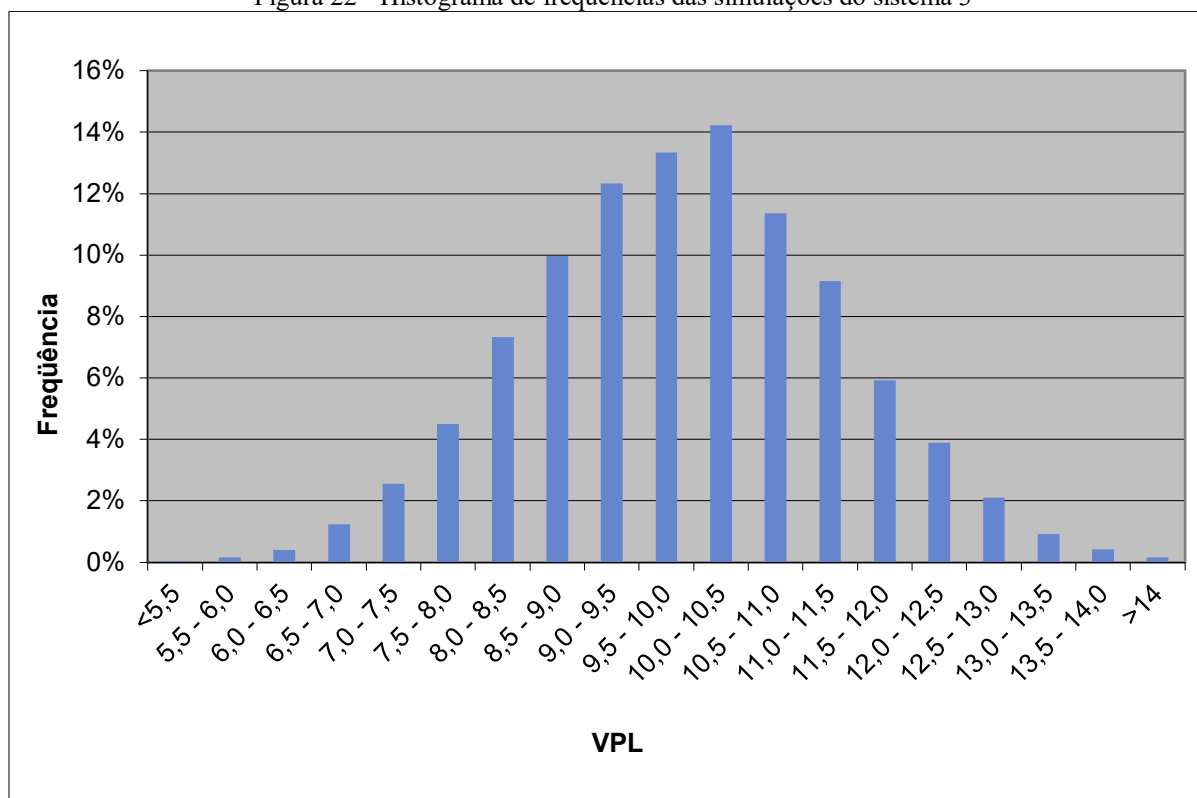
Estatística descritiva	
VPL médio	R\$ -9.768,00
Desvio Padrão (VPL)	R\$ 566,00
VPL Mínimo	R\$ -11.778,00
Q1	R\$ -10.156,00
Q2 (mediana)	R\$ -9.775,00
Q3	R\$ -9.386,00
VPL Máximo	R\$ -7.611,00
Amplitude	R\$ 4.167,00
Número de simulações	10000

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4.8.3 Sistema 3

Os valores de VPL resultantes das simulações de Monte Carlo realizadas para o sistema 3 são exibidos no histograma de frequências da figura 22. Observa-se que dentre as dez mil simulações de fluxo de caixa realizadas para este sistema, aproximadamente 14% possuem valores entre 10 e 10,5 mil reais, sendo que este é o intervalo que apresenta maior frequência de ocorrência.

Figura 22 - Histograma de frequências das simulações do sistema 3



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Na tabela 19 são apresentados dados de estatística descritiva referentes às simulações realizadas. O VPL médio das dez mil simulações é R\$ 9.922,00, valor este muito próximo aos R\$ 9.882,09, que foi o VPL calculado no cenário principal (item 4.3). O VPL mínimo calculado na simulação foi R\$ 4.839,00, valor este que representa o resultado obtido para o pior cenário calculado por meio das simulações. Este dado mostra que mesmo na pior hipótese considerada, o sistema 3 ainda apresenta viabilidade econômico-financeira.

O VPL máximo representa o resultado para o fluxo de caixa mais otimista considerado, possuindo este um valor de R\$ 14.653,00. Desta maneira, a amplitude obtida para esta amostra é de R\$ 9.814,00, representando a diferença de VPL obtido para a melhor e pior hipótese.

Tabela 19 - Estatística descritiva das simulações do sistema 3

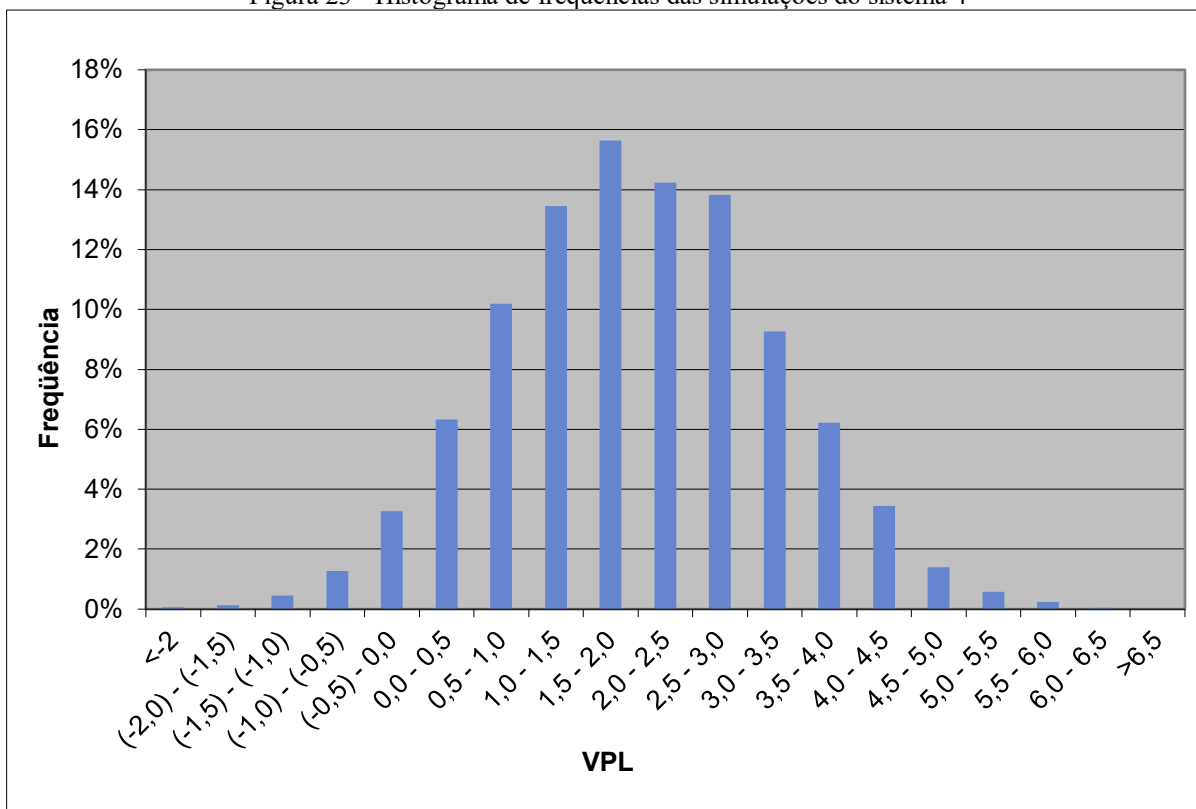
Estatística descritiva	
VPL médio	R\$ 9.922,00
Desvio Padrão (VPL)	R\$ 1.415,00
VPL Mínimo	R\$ 4.839,00
Q1	R\$ 8.947,00
Q2 (mediana)	R\$ 9.929,00
Q3	R\$ 10.884,00
VPL Máximo	R\$ 14.653,00
Amplitude	R\$ 9.814,00
Número de simulações	10000

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4.8.4 Sistema 4

Na figura 23 é apresentado o histograma de frequências referente às dez mil simulações realizadas para o sistema 4. Diferente do observado nas simulações de outros sistemas, este histograma possui parte dos valores positivos e outra parte negativo. Tal comportamento é condizente com os resultados obtidos durante a análise de sensibilidade deste sistema. Observou-se anteriormente que o sistema 4 deixava de ser viável para certas variações na tarifa de energia e na alíquota de PIS/COFINS, portanto o resultado obtido neste histograma mostra este mesmo resultado, pois parte dos fluxos de caixa simulados possuem as variações negativas para estes mesmos parâmetros.

Figura 23 - Histograma de frequências das simulações do sistema 4



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Na tabela 20 são apresentados dados de estatística descritiva referentes às simulações realizadas. O VPL médio das dez mil simulações é R\$ 2.002,00, valor este que mostra-se próximo aos R\$ 2.117,56 (VPL calculado no cenário principal, item 4.4). O VPL mínimo calculado na simulação foi R\$ -2.676,00, valor este que representa o resultado obtido para o pior cenário calculado por meio das simulações. Este dado mostra que na pior hipótese

considerada, o sistema 4 não apresenta viabilidade econômico-financeira. Já o VPL máximo representa o resultado para o fluxo de caixa mais otimista considerado, possuindo este um valor de R\$ 6.187,00, portanto neste caso o sistema apresenta viabilidade econômica.

Tabela 20 - Estatística descritiva das simulações do sistema 4

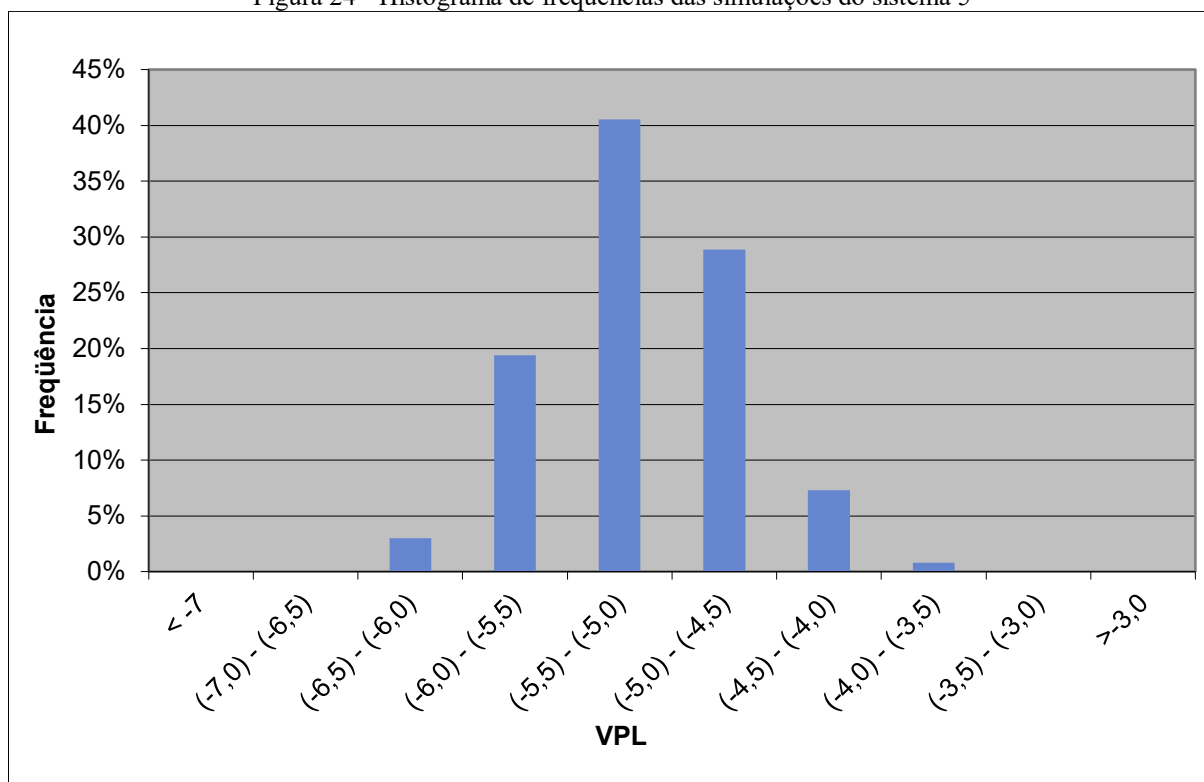
Estatística descritiva	
VPL médio	R\$ 2.002,00
Desvio Padrão (VPL)	R\$ 1.245,00
VPL Mínimo	R\$ -2.676,00
Q1	R\$ 1.141,00
Q2 (mediana)	R\$ 1.976,00
Q3	R\$ 2.844,00
VPL Máximo	R\$ 6.187,00
Amplitude	R\$ 8.863,00
Número de simulações	10000

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4.8.5 Sistema 5

Na figura 24 é apresentado o histograma de frequências dos fluxos de caixa simulados para o quinto sistema avaliado neste trabalho. Nas análises de sensibilidade já realizadas, demonstrou-se que o sistema em questão não apresenta viabilidade econômico-financeira em nenhuma hipótese considerada. Nas simulações de fluxo de caixa, também demonstra-se que o sistema não possui fluxos de caixa que atinjam VPL positivo em nenhuma das simulações feitas. Tal resultado confirma que este sistema não apresenta viabilidade econômico-financeira.

Figura 24 - Histograma de frequências das simulações do sistema 5



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Na tabela 21 são apresentados dados de estatística descritiva referentes às simulações realizadas. O VPL médio das dez mil simulações é R\$ -5.147,00, valor este muito próximo aos R\$ -5.165,82, que foi o VPL obtido no cenário principal considerado para o sistema 5 (item 4.5). O VPL mínimo calculado na simulação foi R\$ -6.647,00, valor este que representa o resultado obtido para o pior cenário calculado por meio das simulações. Já o VPL máximo obtido nas simulações foi de R\$ -3.290,00, o qual representa o resultado para o fluxo de caixa mais otimista considerado. Tal resultado demonstra que nem mesmo nos fluxos de caixa mais favoráveis considerados nas simulações, o VPL não atinge o valor zero, e portanto o sistema não apresenta viabilidade econômico-financeira.

Tabela 21 - Estatística descritiva das simulações do sistema 5

Estatística descritiva	
VPL médio	R\$ -5.147,00
Desvio Padrão (VPL)	R\$ 462,00
VPL Mínimo	R\$ -6.647,00
Q1	R\$ -5.462,00
Q2 (mediana)	R\$ -5.156,00
Q3	R\$ -4.832,00
VPL Máximo	R\$ -3.290,00
Amplitude	R\$ 3.357,00
Número de simulações	10000

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

5 CONCLUSÃO

Durante a realização do estudo observou-se que a análise de viabilidade econômica é sensível à diversas variáveis, as quais foram abordadas nas premissas adotadas. Estimar os valores adotados para tais premissas constitui um processo de grande complexidade, uma vez que a vida dos sistemas é longa e existem diversas incertezas durante este período.

Variáveis de grande influência, como a TMA e o aumento no valor da conta de luz, são influenciadas por questões econômicas, como taxa básica de juros (SELIC), inflação, política de preços de energia, etc. Estas por sua vez variam conforme a saúde econômica do país e políticas dos diversos governos que serão eleitos durante os 25 anos de análise. A complexidade encontra-se no fato de ter que adotar valores para variáveis que dependem de aspectos imprevisíveis, pois é impossível prever quais governos chegarão ao poder, quais suas políticas e também como ocorrerá a evolução econômica do país por 25 anos.

Buscou-se minimizar os efeitos das incertezas adotando-se valores conservadores sempre que possível. A análise de sensibilidade também foi utilizada como instrumento de análise de incertezas, mostrando o impacto que certas variações causam sobre os resultados.

Os resultados obtidos mostram que não é possível apontar de maneira generalizada que os sistemas fotovoltaicos são viáveis financeiramente. Ficou evidente que cada caso deve ser analisado separadamente considerando suas particularidades, e com isso resultados distintos foram obtidos para a viabilidade. As análises dos sistemas 3 e 4 evidenciam que mesmo sistemas que possuem potência instalada semelhante, podem ter dados de geração consideravelmente distintos. Como explicado pela bibliografia especializada, isto ocorre devido ao diferente rendimento dos sistemas. Este é influenciado pela inclinação dos módulos, orientação em relação ao norte geográfico, áreas sombreadas, sujeira nos módulos, etc. São estas algumas das particularidades que fazem com que sistemas que parecem ser semelhantes apresentem resultados financeiros diferentes, confirmando que a análise não pode ser feita de maneira generalizada.

Na análise realizada neste trabalho, o tamanho do sistema mostrou-se a variável de maior relevância do estudo. O gráfico da figura 18 deixa claro que há uma forte relação entre a potência instalada (tamanho do sistema) e retorno financeiro do mesmo. O gráfico da figura 19 explica este fenômeno ao mostrar a tendência de diminuição dos custos com o aumento da potência instalada. Nenhuma outra variável estudada mostrou influência tão forte sobre a viabilidade econômica, sendo que tal afirmação é embasada no fato de que sistemas de pequeno

porte apresentaram-se inviáveis para todas as análises de sensibilidade realizadas. Ao mesmo tempo, os dois sistemas de maior porte apresentaram-se sempre viáveis.

A segunda variável de maior influência é o aumento no valor da tarifa de energia elétrica. Esta variável impacta fortemente as receitas do fluxo de caixa, alterando consideravelmente os indicadores econômicos TIRM, VPL e *payback* descontado. Este resultado aponta que não apenas o aumento na tarifa é relevante, mas que o valor inicial (na data atual) cobrado pela mesma terá também forte influência na viabilidade. Sabendo que no Brasil, as tarifas de energia elétrica variam muito a depender da localidade, esta análise indica que há regiões mais favoráveis à tecnologia fotovoltaica por possuírem tarifas de energia elétrica mais cara, o que é apontado por Lacchini (2017).

O presente trabalho mostrou que sistemas fotovoltaicos podem ser viáveis economicamente e altamente rentáveis, a depender das condições explicadas acima. A rentabilidade de sistemas maiores supera com facilidade os rendimentos oferecidos pelos títulos públicos do Tesouro Direto, oferecendo ainda um prêmio pelo risco. Portanto investidores que possuem este capital, teriam maiores vantagens adquirindo sistemas fotovoltaicos do que comprando os papéis do governo brasileiro.

A viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos abre uma grande oportunidade para a mudança da matriz energética brasileira. Com uma rentabilidade já muito atrativa, a tecnologia tem a oportunidade de crescer cada vez mais, trazendo as vantagens da microgeração descentralizada e todos os benefícios ecológicos de uma fonte de energia renovável. Ainda é importante ressaltar que a viabilidade econômica tende a melhorar nos próximos anos devido à previsão de queda nos preços dos sistemas, como mostrado nas figuras 1 e 2. Com esta melhora, sistemas fotovoltaicos de menor porte, que hoje ainda são inviáveis, podem ter seus custos diminuídos tornando-se viáveis. Já os sistemas maiores poderão sua rentabilidade melhorada e se tornarão ainda mais atrativos aos investidores.

O presente trabalho possui algumas limitações e portanto são feitas aqui algumas sugestões para trabalhos posteriores. Inicialmente, o presente trabalho avaliou sistemas fotovoltaicos instalados em apenas uma localização (cidade de Vinhedo – SP). No Brasil a tarifa de energia elétrica possui valores muito diferentes a depender da localização, como mostrado no Ranking de tarifas da ANEEL. Além disso a insolação é diferente a depender da localização geográfica. Portanto sugere-se um estudo que colete dados de diferentes regiões brasileiras a fim de determinar a viabilidade em diferentes cidades do país.

A segunda limitação do trabalho está no número de sistemas avaliados. Apenas 5 sistemas foram estudados e portanto os resultados obtidos estão suscetíveis a maiores desvios. Sendo assim, uma quantidade maior de sistemas ofereceria um resultado mais sólido.

O trabalho também limita-se pela quantidade de dados de geração, que são de apenas um ano. Sugere-se a obtenção de dados de sistemas com mais tempo de operação, diminuindo as incertezas quanto à quantidade de energia gerada.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEL). **Por dentro da conta de luz : informação de utilidade pública**. 4. ed. Brasília : ANEEL, 2008. 32 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEL). **Informações técnicas**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas> >. Acesso em: 17 abril 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEL). **A tarifa de energia elétrica**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/tarifas> >. Acesso em: 26 março 2018.

BALYEAT, R. B.; CAGLE, J.; GLASGO, P. Teaching MIRR to improve comprehension of investment performance evaluation techniques. **Journal of Economics and Finance Education**, v. 12, n. 1, p. 39-50, 2013.

BARBIERI, J. C.; ÁLVARES, A. C. T.; MACHLINE, C. Taxa interna de retorno: controvérsias e interpretações. **Gepros: Gestão da Produção, Operações e Sistemas**, São Paulo, v. 2, n. 4, p. 131-142, out./dez. 2007.

BRUNI, Adriano L.; FAMÁ, Rubens. **As decisões de investimentos**. São Paulo: Atlas, 2003.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R.; SIQUEIRA, J. O. Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do método de Monte Carlo. **Caderno de pesquisas em Administração**, v. 1, n. 6, 1998.

CARVALHO, F. I. A.; ABREU, M. C. S.; CORREIA NETO, J. F. Financial alternatives to enable distributed microgeneration projects with photovoltaic solar power. **RAM, Revista de Administração Mackenzie**, São Paulo, v. 18, n. 1, p. 120-147, jan./feb. 2017.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial**. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

CERÁVOLO, E. F. **Análise de viabilidade econômico-financeira de um empreendimento comercial com simulação de Monte Carlo**. 2016. 131f.. Monografia (Bacharelado em Engenharia Civil) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

COSTA, T. M. G. **Metodologia para projeto de microgeração fotovoltaica**. 2015. 119f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL). **Informações ao Consumidor**. Disponível em: < <https://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/cpfl-piratininga/Paginas/default.aspx> >. Acesso em: 2 abril 2018.

EXAME. **Cadastrados no Tesouro Direto crescem 73% em um ano**. Disponível em: < <https://exame.abril.com.br/negocios/dino/cadastrados-no-tesouro-direto-crescem-73-em-um-ano/> >. Acesso em: 23 novembro 2017.

FARO, C.; FARO, P. Projetos com mais de duas variações de sinal e o critério da taxa interna de retorno. **Estudos Econômicos**, São Paulo, v. 30, n. 1, p. 27-49, jan./mar. 2000.

FREZATTI, F. **Gestão da viabilidade econômico-financeira dos projetos de investimento**. São Paulo: Atlas, 2008.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.
GREEN, M. A. Photovoltaics: coming of age. In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 1990, Kissimmee. **Conference Record of the Twenty First IEEE**. IEEE, 1990. p. 1-8.

GREEN, M. A. Silicon photovoltaic modules: a brief history of the first 50 years. **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, [s.l.], v. 13, n. 5, p.447-455, 2005.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos**: Aplicações Práticas para Economistas, Engenheiros, Analistas de investimentos e Administradores. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

HOCHHEIM, Norberto. **Engenharia de Avaliações I**. 2012. 110p. Digitado.

HORNGREN, C. T. et al. **Contabilidade de custos**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2000.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Biblioteca**. Disponível em: < <https://biblioteca.ibge.gov.br/index.php/biblioteca-catalogo?view=detalhes&id=7236> >. Acesso em: 6 maio 2018.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025**. 2016.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Cost and Competitiveness Indicators: Rooftop Solar PV**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2017.

JOYCE, A. As tecnologias fotovoltaicas. **Renováveis Magazine**, v. 6, p. 40-44, jul./dez. 2011.

KASSAI, José Roberto. Conciliação entre a TIR e ROI: uma abordagem matemática e contábil do retorno do investimento. **Caderno de Estudos**, n. 14, p. 1-29, 1996.

KIERULFF, H. MIRR: A better measure. **Business Horizons**, v. 51, n. 4, p. 321-329, 2008.

KLANN, R. C.; TOMASI, G. Análise de viabilidade de instalação de kit GNV em veículos com a utilização do valor presente líquido e taxa interna de retorno. **Revista Catarinense da Ciência Contábil**, v. 9, n. 27, p. 9-24, 2010.

LACCHINI, C. **Análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no contexto brasileiro, com foco nos indicadores financeiros e nas tarifas locais de energia elétrica**. 2017. 156f.. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

LACCHINI, C.; RÜTHER, R. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, p. 786-798, 2015.

LIMA, J. D.; SCHEITT, L. C.; BOSCHI, T. F.; SILVA, N. J.; MEIRA, A. A.; GABRIEL HISS DIAS, G. H. Propostas de ajuste no cálculo do *payback* de projetos de investimentos financiados. **Custos e Agronegócio**, v. 85, p. 390, out./dez. 2013.

LIN, S. A. Y. The modified internal rate of return and investment criterion. **The Engineering Economist: A Journal Devoted to the Problems of Capital Investment**, London, v. 21, n. 4, p. 237-247, 1976.

MIRANDA, A. B. C. M. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. 2014. 98f.. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

NASCIMENTO, L. R. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. 2013. 103f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

OLIVEIRA, A. Método da taxa interna de retorno: caso de taxas múltiplas. **Revista de Administração de Empresas**, Rio de Janeiro, v. 19, n. 2, p. 87-90, abr./jun. 1979.

PEREIRA, E. B. P.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006. 60 p.

PEREIRA, A. B.; VRISMAN, A. L.; GALVANI, E. Estimativa da radiação solar global diária em função do potencial de energia solar na superfície do solo. **Scientia Agricola**, v. 59, n. 2, p. 211-216, abr./jun. 2002.

REMER, D. S.; NIETO, A. P. A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 1: Net present value and rate of return methods. **International Journal of Production Economics**, v. 42, n. 1, p. 79-96, 1995.

REMER, Donald S.; NIETO, Armando P. A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 2: Ratio, payback, and accounting methods. **International Journal of Production Economics**, v. 42, n. 2, p. 101-129, 1995.

ROSSAROLA, A. **Análise econômico-financeira de investimento em energia solar e externalidades: estudo de caso de uma empresa industrial em Santa Catarina**. 2016. 92f.. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Departamento de Economia e Relações Internacionais, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

ROTTMANN, E. **Determinação de taxas de desconto no cenário econômico atual**. Foz do Iguaçu. Agosto 2017. p. 27. Trabalho apresentado no XIX COBREAP

SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. O potencial brasileiro da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica: análise de paridade de rede. In: IX ENCONTRO NACIONAL E V ENCONTRO

LATINO AMERICANO DE CONFORTO NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 9., Ouro Preto, 2007. p. 1658-1667.

SCROEDER, J. T. et al. O custo de capital como taxa mínima de atratividade na avaliação de projetos de investimentos. **Revista de Gestão Industrial**, v. 1, n. 2, p. 36-45, maio 2005.

TESOURO DIRETO. **Títulos à venda.** Disponível em: <<http://www.tesouro.gov.br/web/stn/tesouro-direto-precos-e-taxas-dos-titulos>>. Acesso em: 12 maio 2018.

THE BOSTON CONSULTING GROUP (BCG). BCG Perspectives. Geração de energia solar descentralizada: cenários e implicações para o setor no Brasil. 2007. Relatório.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, v. 29, n. 1, p. 10-15, 2006.